

№4 (57) ИЮНЬ 2017

НЕФТЬ ГАЗ

# ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

## ГАЗПРОМ

Оценка остаточной газонасыщенности в обводнившихся скважинах

Прогнозирование разработки ГКМ

## ЛУКОЙЛ

Анализ притока флюида в ГС  
Нейросетевое моделирование

## БАШНЕФТЬ

Водогазовый эжектор для утилизации ПНГ

## Технологии

Комплексная газоподготовка  
Метод четырехточечного изгиба для испытания труб

## БЕТОННОЕ ПОЛОТНО

Concrete Canvas — защита сложных трубопроводов от растительности



Available on the  
App Store

Научно-технический журнал Входим в перечень ВАК Издаемcя с 2006 года

Подписывайтесь на нас в социальных сетях: [facebook.com/runeft](https://www.facebook.com/runeft) [instagram.com/runeft](https://www.instagram.com/runeft)



Время развертывания комплекса — не более 8 часов.

#### РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

- Ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов;
- Ликвидация нефтешламохранилищ;
- Получение печного топлива;
- Рекультивация грунта.

#### СОСТАВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ КОМПЛЕКСА

- Установка для переработки жидких нефтешламов в печное топливо производительностью 10 м<sup>3</sup>/ч;
- Установка по термообезвреживанию твердых нефтешламов производительностью 6 т/ч;

*Установки для переработки жидких и твердых нефтешламов могут эксплуатироваться в комплексе либо по отдельности.*

#### СОСТАВ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ЖИДКИХ НЕФТЕШЛАМОВ В ПЕЧНОЕ ТОПЛИВО

- I. Блок гидромеханической переработки нефтешлама:**  
Скиповый загрузчик; грохоты – колосниковый, с ситом 30 мм, с ситом 2 мм; шнековая помпа для подачи нефтешлама; транспортер.
- II. Блок сепарации нефти, воды и твердых примесей:**  
Емкости для нефтепродуктов и воды; спиральный теплообменник; трехфазная декантерная центрифуга; узел приготовления и дозирования флокулянтов.
- III. Блок инженерно-технического обеспечения:**  
Котел паровой; емкости для сбора конденсата, оборотной и чистой воды; насосные агрегаты.
- IV. Блок управления и энергообеспечения:**  
Система АСУТП, щитовая, дизель-генератор с баком V=1,0 м<sup>3</sup>.

#### СОСТАВ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ТВЕРДЫХ НЕФТЕШЛАМОВ

- I. Блок термической переработки нефтешлама:**  
Транспортер загрузочный; барабанная печь; элеватор ковшовый выгрузочный; камера дожига; пост управления, бункер.
- II. Блок очистки дымовых газов и энергообеспечения:**  
Циклон – первая ступень очистки; дымосос; скруббер – вторая ступень очистки; дымовая труба; топливные баки, дизель-генератор.

1.

2.

3.

4.

# КОМПЛЕКС МОБИЛЬНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМОВ



www.ingecros.ru  
info@ingecros.ru

**ЗАО «Экрос-Инжиниринг»**

Санкт-Петербург, Малый пр. В.О., д. 58, литер «А»  
тел.: +7 (812) 322 71 77. факс: +7 (812) 493 56 26



# THE COMPLEX OF MOBILE UNITS FOR THE OIL SLUDGE PROCESSING

1.

The setup time — is less than 8 hours.

#### FUNCTIONS OF THE COMPLEX:

- Liquidation of emergency oil spills;
- Disposing the oil sludge storages;
- Recycling oil sludge to furnace fuel;
- The subsoil recultivation.

2.

#### THE STRUCTURE AND THE CAPACITY OF THE COMPLEX:

- The unit for processing liquid oil sludge into the furnace fuel. The capacity — is 10 m<sup>3</sup>/hr;
- The unit for thermal deactivation of the solid oil sludge. The capacity — is 6 tonnes per hour.

*It is possible to use units for the liquid and the solid oil sludge processing as a whole or separately.*

3.

#### THE UNIT FOR PROCESSING THE LIQUID OIL SLUDGE INTO THE FURNACE FUEL.

- I. **The block of hydromechanical processing of the oil sludge:**  
The skip loader; bolting machines — grizzly bar, with the cribble of 30 mm, with the cribble of 2 mm; the auger-drill pump for oil sludge charge; transporters.
- II. **The block of oil, water and solids separation:**  
Capacity drums for oil and water; the coil-wound heat exchanger; the three phase decanter; the technical unit for preparation and dosing of flucant solution.
- III. **The block of the engineering infrastructure:**  
The steam boiler; the condensate reciever, vessels for recycle and clean water; the pumping module.
- IV. **The block of control and power supply:**  
The Automatic Control System of Technological Process, the panel, the diesel generator with a tank V=1,0 m<sup>3</sup>.

4.

#### THE UNIT FOR THE THERMAL DESTRUCTION OF THE SOLID OIL SLUDGE:

- I. **The unit for the thermal oil sludge processing:**  
The loader; the drum furnace; the unloading bowl elevator; the thermal incinerator; the control station, the bunker.
- II. **The unit for the stack gas scrubbing and the power supply:**  
The cyclone — is the first stage; the smoke exhauster; the scrubber — is the second stage; the chimney; fuel tanks, the diesel generator.

## JSC «ECROS-ENGINEERING»

58-A, Maly Prospect (Vasilievsky Island), St. Petersburg, Russian Federation  
Tel.: +7 (812) 322 71 77. fax: +7 (812) 493 56 26

www.ingecros.ru  
info@ingecros.ru

# СОДЕРЖАНИЕ

## РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

### Геология

- 12 С. Хейберг. Рациональное недоропользование – за гранью классификации
- 14 О.В. Постникова, В.В. Пошибаев, О.А. Антипова, Ю.А. Духненко. Прогноз распространения коллекторов мошакской свиты венда в пределах юго-западной окраины Сибирской платформы
- 19 Ю.В. Курушина, С.Е. Валеева, Э.И. Фахрутдинов. Особенности литолого-минералогического состава фроловской свиты на примере Северо-Крутинского месторождения нефти

### Геофизика

- 24 Ю.Л. Ребецкий, Е.М. Чесноков, С.С. Абасеев, А.А. Вихорева. Тектонофизические данные о природных напряжениях в области гидроразрыва газоносного пласта

### Бурение

- 30 И.А. Зинченко, С.А. Кирсанов, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов, А.И. Лысенков. Развитие технологии оценки остаточной газонасыщенности в обводнившихся газовых скважинах на основе многозондового нейтронного каротажа

### Строительство

- 36 Защита сложных трубопроводов от растительности



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ

### Добыча

- 39 Д.А. Семикин, М.Т. Нухаев, А.В. Жаковщиков. Анализ и моделирование притока флюида на основе данных распределенной термометрии в горизонтальной скважине
- 46 Д.Ю. Чудинова, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов. Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования

### Газовая промышленность

- 54 У.М. Абуталипов, А.Н. Китабов, П.К. Есипов, А.В. Иванов. Исследование конструктивных и технологических параметров водогазового эжектора для утилизации попутного нефтяного газа
- 60 К.А. Бурцев, Р.Ю. Карпенко. Комплексная газоподготовка доступна профессионалам



- 65 И.Ф. Шайхутдинов, Л.М. Шайхутдинова, Г.Ш. Кариева. Перспективы использования ПАГЗ при разработке сети заправок природным газом
- 69 Д.В. Люгай, М.Н. Мансуров, С.А. Бородин, О.В. Николаев. Проблемы прогнозирования показателей разработки морских газонефтеконденсатных месторождений

## НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (57) июнь 2017

### АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия  
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6  
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

### АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:

Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212  
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,  
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany,  
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: [www.runeft.ru](http://www.runeft.ru)

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос»  
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А  
тел: +7 (843) 231-05-46  
№ заказа 06-17/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 27.06.2017

ТИРАЖ: 10 000 экз.

ЦЕНА: свободная

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ENERPROJECT group

# ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:  
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМировАНИЕ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

[info@energaz.ru](mailto:info@energaz.ru) [www.energaz.ru](http://www.energaz.ru)

## Сервис

74 Сервисные услуги по ремонту скважин



## ТРАНСПОРТИРОВКА

### Оборудование

76 Главная гордость предприятия – это качественная и надежная продукция

### Изоляция

79 «Делан»: прошли огонь, воду и медные трубы

### Коррозия

80 М.С. Блажнов, М.С. Рыхлевская, А.В. Новосельцев. Новые методы испытаний на стойкость к коррозионному растрескиванию материалов для нефтегазовой отрасли

## ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

### Компрессоры

84 А.К. Акулов. Производство азота и кислорода методом короткоциклового безнагревной адсорбции

86 Компания GEA выходит на новые рынки, предоставляя глобальные решения для компаний по переработке нефти и газа



## КИПиА

### Автоматизация

88 В.М. Карюк, В.Н. Бойков. «Объединение БИНАР»: Опережая время

91 Пламя под контролем «ВИЗАВИ-С»

## ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

### Энергетика

94 А.И. Федоров. Использование разделительных искровых разрядников для защиты изолирующих фланцевых соединений трубопроводов

## МЕРОПРИЯТИЯ 96

#### ДИРЕКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expo.ru

#### ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

#### ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Перова Е.Г. / lepero@runeft.ru

#### ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:

Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru  
Маркин Д.В. / dima@expo.ru  
Выходцева Н.Ю. / nadya@runeft.ru

#### РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

Баширов М.М. / marat@runeft.ru  
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru  
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru  
Игнатъев Д.В. / runeft@runeft.ru

#### ПОДПИСКА:

Новикова Ю.А. / office@runeft.ru  
Николайзина А.И. / general@runeft.ru

#### РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca  
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru  
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru  
Мануков В.С. / manukov@cge.ru  
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru  
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru  
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru  
Бектенов Н.А. / bekten\_1954@mail.ru  
Муртазина Т.М. / murtazina\_taslia@mail.ru  
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru  
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru  
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru  
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu  
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

# SIMACO

## ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г; ЛВС-5Г ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ, БМ, БУ и др.

- Грузоподъемность от 1 до 5 тонн
- Компактная конструкция, высокая надежность, оснащена тормозным клапаном
- Надежная замена импортных лебедок

\* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости

**ГАРАНТИЯ 2 ГОДА**

## МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА ВОЛНОВЫЕ МПВ

- Крутящие моменты от 1000 до 80000 Нм
- Передаточные числа от 15 до 25000
- Гидравлический и электромеханический приводы

## ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИНОЕ КРЫЛО»

**УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»** редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.

Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

## ИННОВАЦИИ, КОТОРЫЕ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!

Мешалка «ТУРБИНОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ** - экономия энергии каждого изделия свыше **30000** кВт в год

**РЕСУРС РАБОТЫ** - свыше **55000** часов

**СКОРОСТЬ**

**ПЕРЕМЕШИВАНИЯ** - увеличена на **25%**

РОССИЙСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ. Поставки со склада. СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ

# SIMACO

## СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2  
E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru

тел/факс: (3822) 63-38-19, 64-37-86, факс: (3822) 63-39-59  
http://www.smc.tomsk.ru

# OIL & GAS EXPOSITION

**ISSUE:**

4 (57) June 2017

**GENERAL OFFICE:**

N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia  
3/14 Mira avenue, Suite 145  
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

**REPRESENTATIVE OFFICES:**

Moscow, Russia  
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212  
+7 (499) 350-13-85

**Miami, FL, USA,**

801 Three islands blvd., Suite 217,  
Hallandale Beach, 33009  
+1 (954) 646-19-08

**Hilden, Germany**

+49 (1577) 958-68-49

**URL:**

www.runeft.ru

**FOUNDER AND PUBLISHER:**

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

**DIRECTOR:**

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

**EDITOR IN CHIEF:**

Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

**EDITOR**

Elena Perova / lepero@runeft.ru

**DESIGNER:**

Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru  
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru  
Nadezhda Vykhodtseva / nadya@runeft.ru

**MANAGERS:**

Marat Bashirov / marat@runeft.ru  
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru  
Stas Kormilov / stas@runeft.ru  
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

**SUBSCRIPTION:**

Julia Novikova / office@runeft.ru  
Anastasia Nikolayzina / general@runeft.ru

**EDITORIAL BOARD:**

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca  
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru  
Victor Zavidyev / zavidyev@vei.ru  
Victor Manukov / manukov@cge.ru  
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru  
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru  
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru  
Nesipkhan Bektenov / bekten\_1954@mail.ru  
Taslia Murtazina / murtazina\_taslia@mail.ru  
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru  
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru  
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru  
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu  
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

**PRINTED:**

Logos typography Kazan  
+7 (843) 231-05-46

**ISSUE DATE:**

27.06.2017

**CIRCULATION:**

10 000 copies

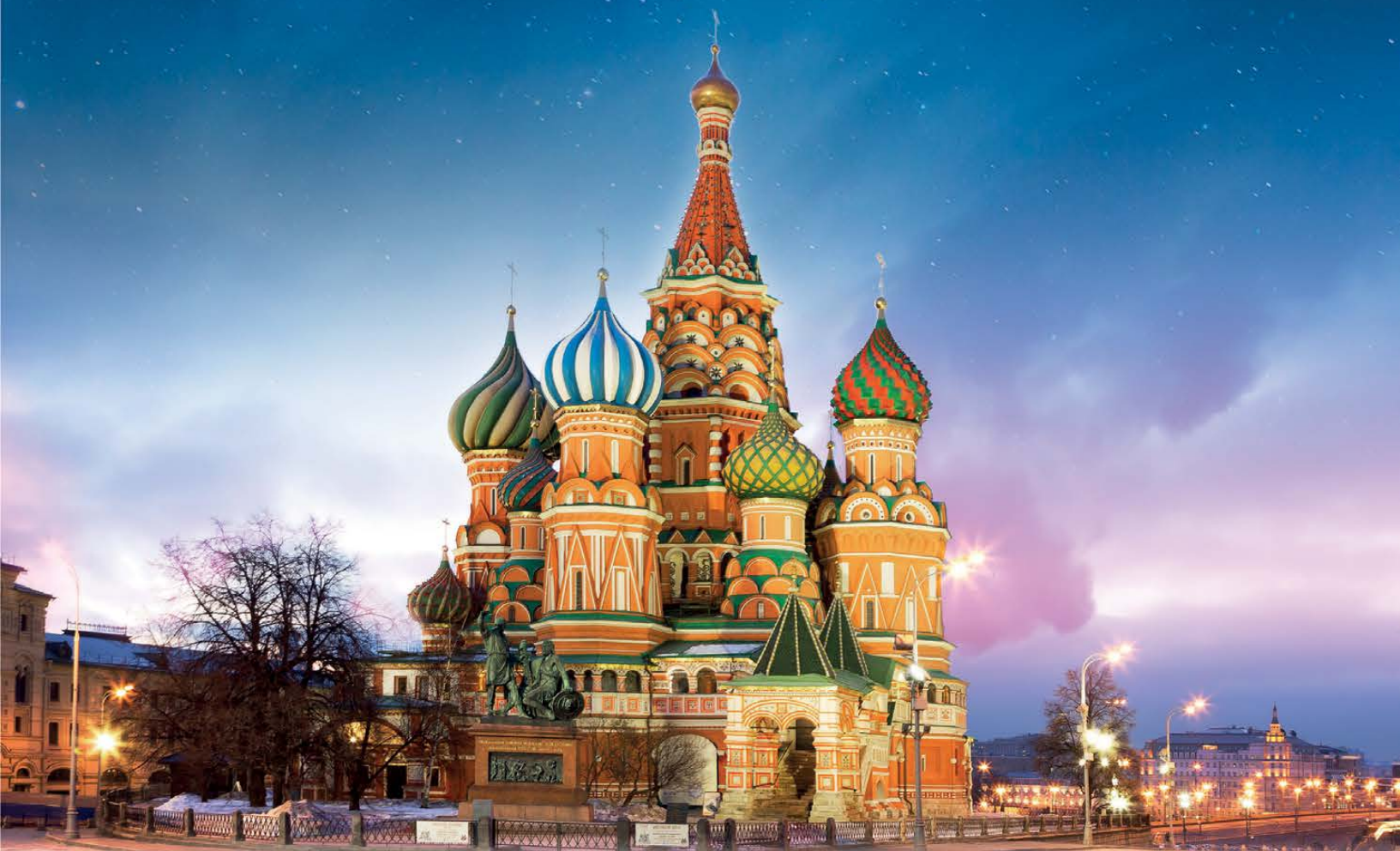
**EXPLORATION AND DEVELOPMENT**

<b>Geology</b> .....	<b>12</b>
Sigurd Heiberg Beyond classification – managing resources sustainably .....	12
Ol'ga V. Postnikova, Vladimir V. Poshibaev, Ol'ga A. Antipova, Yuriy A. Dukhnenko. Prediction of distribution of reservoir rocks of vendian Moshakov Formation within the south-west margin of Siberian craton .....	14
Julia V. Kurushina, Svetlana E. Valeeva, Eduard I. Fakhrutdinov. Features of litho-mineralogical consistence of frolov formation (on the example of Severo-Krutinskoe oil field) .....	19
<b>Geophysics</b> .....	<b>24</b>
Yury L. Rebetsky, Evgeniy M. Chesnokov, Sergey S. Abaseev, Alexandra A. Vihoreva. Tectonophysical data on natural stress in the field of hydraulic fracturing of gas producing formation.....	24
Igor A. Zinchenko, Sergey A. Kirsanov, Sergey A. Egurtsov, Yuri V. Ivanov, Alexander I. Lysenkov. Development of technology for evaluation of residual gas saturation in watered gas wells on the basis of multi-probe neutron logging .....	30
<b>PRODUCTION</b>	
<b>Oil production</b> .....	<b>39</b>
Dmitry A. Semikin, Marat T. Nukhaev Andrey V. Zhakovschikov. Analysis and simulation of horizontal well inflow based on distributed temperature sensor data.....	39
Daria Yu. Chudinova, Marat R. Dulkarnaev, Yuri A. Kotenev, Shamil Kh. Sultanov. Differentiation of wells in zones with residual reserves of oil, using neural network modelling .....	46
<b>Gas industry</b> .....	<b>54</b>
Ural M. Abutalipov, Andrey N. Kitabov, Pavel K. Esipov, Artem V. Ivanov Analysis of design and technological parameters of gas-water ejector for associated gas utilization .....	54
Ilnar F. Shaykhutdinov, Liliya M. Shaykhutdinova, Gul'naz R. Karieva. Possibilities of mobile auto-gas tankers usage in the development of the natural gas stations chain .....	65
Dmitriy V. Lugay, Marat N. Mansurov, Sergey A. Borodin, Oleg V. Nicolaev. Predicting problems of offshore gas-oil-condensate fields performance .....	69
<b>Activities</b> .....	<b>96</b>



Французское качество генераторных установок в России:

# НАША СТРАСТЬ - ДОБЫВАТЬ ЭНЕРГИЮ!



## **SDMO INDUSTRIES :**

Зй в мире производитель генераторных установок и электростанций, изготовленных в Бресте (Франция).

Филиал в Москве - ул. Суцеский вал, д. 16, стр 5 - +7 (495) 665 16 98  
<http://ru.sdmo.com>

**KOHLER**<sup>®</sup>  
 **SDMO**<sup>®</sup>

**ЛУЧШАЯ  
ЗАМЕНА  
ЦЕНТРОБЕЖНЫМ  
НАСОСАМ**

**КПД БОЛЬШЕ ЦНС НА 35%**

**ВОЗМОЖНОСТЬ  
ПЛАВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ  
ПОДАЧИ БЕЗ СНИЖЕНИЯ КПД**

## УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ ДЛЯ ППД с регулируемым расходом и постоянным КПД во всем диапазоне регулирования

### НАЗНАЧЕНИЕ

Закачка пластовой воды в системах поддержания пластового давления (для БКНС).

### СОСТАВ

- Электродвигатель асинхронный  
(взрывозащищенное исполнение под заказ)
- Трехплунжерный насос
- Планетарный редуктор
- Упругая муфта
- Рама
- Гаситель пульсаций давления в напорной линии
- Пульт управления с системой контроля
- Частотный регулятор частоты вращения электродвигателя  
(под заказ)

### ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

	ПЛУНЖЕРНЫЕ НАСОСЫ	ЦНС
КПД, %	90	50...70
Ресурс до капитального ремонта, час	30 000	12 000
Интервал обслуживания, час	4 000	
Стоимость насоса	ОДИНАКОВАЯ	
Затраты на эксплуатацию	ОДИНАКОВЫЕ	
Экономия за год работы, руб.	<b>&gt; 3 000 000*</b>	

- Устанавливается в имеющиеся габариты ЦНС.
- Ресурс керамических плунжеров - 17 500 моточасов.
- Редуцирование с помощью надежного и компактного навесного планетарного редуктора, который не требует обслуживания весь срок эксплуатации.
- Обеспечение давления до 50 МПа.
- Гарантия на насос - 2 года.
- Возможность перекачивать различные жидкости.
- Возможность дистанционного запуска.
- Обслуживание насосной установки 1 человеком.

\* достигается за счет меньшего потребления эл. энергии благодаря высокому КПД в сравнении с ЦНС

## Технические характеристики насосных установок для ППД

Производительность, м <sup>3</sup> /сут	80	160	250	500	1000	1500	3000	3000	4500	5700
Мощность электродвигателя, кВт	22	45	75	132	315	400	630	1000	1000	1250
Марка насоса (D плунжера), мм	СИН68 (Ø32)	СИН69 (Ø45)	СИН46 (Ø45)	СИН46 (Ø65)	СИН63 (Ø100)	СИН61 (Ø100)	СИН61 (Ø125)	СИН71 (Ø125)	СИН71 (Ø160)	СИН71 (Ø180)
Марка редуктора	—	СИН69	СИН42	СИН42	СИН52	СИН52	СИН52	СИН72	СИН72	СИН72
Передаточное отношение редуктора	—	5	5	5	6	6	6	6	6	6
Диаметр приема, мм	50	50	100	100	150	200	200	200	200	200
Диаметр напора, мм	32	32	50	50	50	75	75	75	100	100
Давление максимальное, МПа	15	20	19	16,5	20	16,8	15	23,5	16	16
Габаритные размеры (д/ш/в), мм	950 x 950 x 750	1700 x 950 x 750	2680 x 930 x 1270	4000 x 2450 x 1500	4000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500	6000 x 2450 x 1500
Масса, кг	500	1250	2600	2700	6000	9000	9000	11000	11000	12000
Энергоэффективность, при P=10 МПа	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Энергоэффективность, при P=12 МПа	3,75	3,8	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95

### ПРИМЕЧАНИЕ

По желанию заказчика установка насосная комплектуется расходомером, частотным преобразователем, теплоизолированным укрытием, а также переоборудуется под конкретные условия эксплуатации. Возможность установки на прицепе или шасси, а также в виде БКНС.

# Рациональное недоропользование – за гранью классификации

Сигурд Хейберг  
председатель совета  
sh@petronavitas.com

Petronavit a.s., Осло, Норвегия

**Рамочная Классификация Организации Объединенных Наций (РКООН) создана с целью её использования высшими должностными лицами, сотрудниками правительств, крупными промышленниками и финансистами. Проект разработки базируется на объеме запасов для добычи, учитывая при этом и неизвлекаемые. РКООН играет важную роль в процессе рачительного управления мировыми энергетическими ресурсами. Применительно к деятельности по добыче полезных ископаемых, РКООН отражает условия в социально-экономической области, включая состояние рынков и правительственных механизмов, технологическое и промышленное развитие и неизбежные факторы неопределенности. Помимо прочего, появилась возможность согласовать существующие классификации с РКООН, например, новую Российскую классификацию нефти и газа (RF2013) «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», СУНР ОИИ (Систему управления нефтяными ресурсами) и стандарта CRIRSCO. РКООН — это классификация, которая может служить основой для международных исследований в области энергетики и минерального сырья, анализа правительственной стратегии в области управления ресурсами, планирования промышленных процессов и эффективного распределения капитала.**

## Ключевые слова

недоропользование, классификация, новая классификация запасов, государственное регулирование, стратегия разработки месторождения

РКООН разработана как классификация международного масштаба, сфера компетенции которой имеет международный охват, что обеспечивается полномочиями экономического и социального Совета ООН под руководством государств-членов Европейской экономической комиссии ООН. Рамочная Классификация — инструмент управления, необходимый для целей, важнейшими из которых являются:

- Надежная, основанная на фактах, стратегия (разработки);
- Государственное регулирование распределения ресурсов;
- Управление технологическими процессами в промышленной сфере;
- Эффективное распределение денежных средств [1].

Данная классификация более детальна, чем многие, сопоставимые с ней. В частности, система управления ресурсами и запасами углеводородов SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System), разработанная Обществом инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE) [4] и минеральная классификация, разработанная в соответствии со стандартной моделью CRIRSCO [4].

Не так давно Геологические Службы Финляндии, Швеции и Норвегии, в сотрудничестве со “Svemin” (шведская промышленная ассоциация предприятий по добыче минерального сырья) при активной поддержке со стороны компании “Petronavit” представили Руководство для использования классификации, применимо к добыче минеральных ресурсов [5].

Данное руководство доступно для публичного просмотра и комментирования на официальном сайте экспертной группы ЕЭК ООН по классификации ресурсов; возможность добавления комментариев доступна до 1 сентября 2017 года. Свои предложения могут внести все заинтересованные лица, включая членов Европейской экономической комиссии ООН по

классификации ресурсов, а также экспертов из Российской Федерации.

Процесс публичного обсуждения поможет сформировать руководство таким образом, чтобы оно имело более широкий охват, за пределами регионов, а также было применимо к другим сырьевым товарам, например, нефти.

## Принципы рационального распределения ресурсов

Данные принципы подробно изложены в научном журнале “Energy Strategy Reviews” [6].

Здесь мы подробно остановимся на четырех основных принципах:

- **Стимулирование и применение объединяющих динамических способностей на уровне государственного и частного сектора**

Под способностями здесь подразумевается сочетание компетенций и производственных возможностей на уровне организационной структуры. Чтобы отвечать будущим требованиям, способности должны быть динамичными — это позволит легче адаптироваться в процессе реформирования, проводимого как локально, так и в международном масштабе. Помимо прочего, динамические возможности должны интегрироваться в эти секторы ради достижения общих целей: частный сектор должен адаптироваться к общественным потребностям, государственный сектор, в свою очередь, должен осознавать свое влияние на способность частного сектора к эффективной работе.

Государственный сектор, в отличие от частного, имеет территориальную привязку: это дает возможность не только импортировать, но и экспортировать необходимые производственные мощности.

- **Повышение стоимости источника**

Для того, чтобы соответствовать требованиям закона о рачительном производстве [2] стоимость на источник должна быть высокой. Эта ценность складывается, в том числе, из

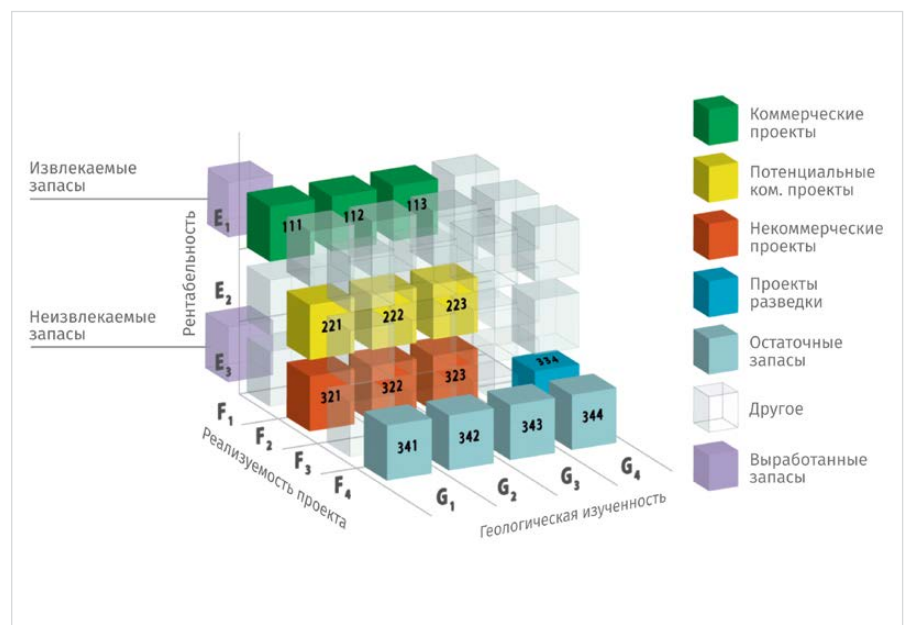


Рис. 1 — Рамочная классификация Организации Объединенных Наций (РКООН)  
Fig. 1 — United Nations Framework Classification of Resources

количества сырья, которое будет добыто или окажется пустой породой (на поверхности или в недрах). При добыче невозполняемого сырья важно убедиться, что государственно-частное партнерство может обеспечить прогнозируемую и высокую стоимость этого сырья. Потери в недрах из-за недостаточного инвестирования на раннем этапе разработки могут быть восстановлены позже лишь с существенными затратами энергии и стоимости.

Все это требует государственно-частного сотрудничества, что предполагает эффективность проектирования и разработки месторождений, развитие инфраструктуры в виде центров обработки, транспортных средств и т.д.

Нельзя не отметить и тот факт, что количество извлекаемых запасов будет выше, если налог будет взиматься у самого источника, а не в процессе разведки, разработки с производственных структур.

#### • **Согласование интересов**

Необходимо, чтобы каждая из заинтересованных сторон: все, кто может одобрить или запретить разведку и принятие любых

других производственных решений, понимала, что процесс становится проще, если интересы сторон совпадают, то есть финансовый вопрос устраивает всех. Безусловно, при этом необходимо учитывать ряд факторов, включая социальные и экологические, приоритеты использования участка земли, риски и возможности, а главное, каким именно образом выделяются денежные потоки каждой из заинтересованных сторон.

#### • **Изменение инженерных систем как процесс, а не отдельный проект**

Разработка крупных нефтяных, газовых и горнодобывающих месторождений может длиться десятилетиями. За это время параметры разработки меняются: состав добываемой продукции, технологии производства, инфраструктура, рынки сбыта, правовые, нормативные условия, а также социальные, экологические, условия труда и т. д. В данном случае успешными будут предприятия, которые отличаются гибкой структурой, чтобы иметь возможность адаптации при изменяющихся условиях. Другими словами, перед разработчиком стоит задача не только продумать проект

разработки, как это кажется на первый взгляд, но «работать на перспективу», чтобы оптимально адаптировать будущие проекты. Эти альтернативные проекты могут быть классифицированы по промышленным разделам РКООН.

#### **Выводы**

Резюмируя все вышеизложенное, необходимо отметить, что РКООН способствует оптимизации не только экономических, социальных, но и производственных процессов, необходимых для перехода к устойчивому развитию на основе бережного отношения к добыче ресурсов. На примере Норвегии может быть замечено уменьшение чрезмерного использования топлива, а также отходов при сжигании газа. Он также иллюстрирует повышение коэффициента извлечения нефти и стабилизацию государственных доходов за счет развития фонда национального благосостояния, что, в свою очередь, способствует созданию динамических способностей и финансовой базы, необходимой для того, чтобы следующие поколения могли строить будущее, которое они хотят.

## Beyond classification – managing resources sustainably

UDC 551

#### **Author:**

**Sigurd Heiberg** — chairperson; [sh@petronavitas.com](mailto:sh@petronavitas.com)

Petronavit a.s., Oslo Norway

#### **Abstract**

The United Nations Framework Classification of Resources is created to serve the needs of policy makers, governments, industry and financiers. The information carrier is the project, not the deposit and focus is on the quantities that the project will yield in the form of sales and non-sales production and how much will be left in the subsoil. Inventories are constructed by categorising separately the economic and social conditions for development, the industrial status and the uncertainty with which the quantities are defined. The underlying projects carry other important management information such as time series of production, costs, labour etc. The classification is mapped (bridged) to other key classifications such as the new

Russian classification for oil and gas (RF2013), SPE PRMS and the CRIRSCO templates. This facilitates the reporting of a UNFC inventory in these classification.

The UNFC is built to support comprehensive resource management in a public-private partnership that enhances the capabilities of both the public and private sectors, reduces waste, increases recovery and helps manage volatility in the revenues. Most importantly, the sustainable capabilities and capital generated provides a foundation for the next generation when it embarks on creating the future it wants.

#### **Conclusions**

In summary, the UNFC facilitates both the economic, social and industrial processes necessary to move towards a sustainable

development through careful exploitation of the resources. The example from Norway shows marked reduced waste in the form of gas flaring and excessive use of fuel. It also shows how the recovery factors have been substantially increased and how the state revenues have been stabilized and nearly doubled through the development of a sovereign wealth fund. This has created the transferrable integrative dynamic capabilities and the capital base required for the next generation to create the future they want.

#### **Keywords**

subsurface resources management, classification, new Russian classification for oil and gas, government resource management, policies of field development

#### **References**

1. United Nations Economic Commission for Europe. United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 incorporating Specifications for its Application. New York and Geneva: United Nations, 2013, issue 42, p. 57. [http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/pub/UNFC2009\\_Spec\\_ES42\\_rus.pdf](http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/pub/UNFC2009_Spec_ES42_rus.pdf)
2. Norwegian Parliament. Act 29 November 1996 №72 relating to petroleum activities. Available at: <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act>
3. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, Society of Petroleum Evaluation Engineers. Petroleum Resources Management System. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007. [http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf)
4. Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards. Available at: [http://crirSCO.com/templates/international\\_reporting\\_template\\_november\\_2013.pdf](http://crirSCO.com/templates/international_reporting_template_november_2013.pdf)
5. Geological Surveys of Finland, Norway and Sweden and SVEMIN. Draft Guidance for the Application of the UNFC-2009 for Mineral Resources in Finland, Norway and Sweden. s.l.: UNECE, 2017. p. 27. [www.unece.org/index.php?id=45992](http://www.unece.org/index.php?id=45992)
6. Heiberg S., Lessard D.R. Oil and Gas Strategy Innovation through Partnering. Energy Strategy Reviews, Volume 3, September 2014. Amsterdam, Boston, London, New York, Oxford, Paris, Philadelphia, San Diego, St. Louis: Elsevier, 2014.

# Прогноз распространения коллекторов мошакской свиты венда в пределах юго-западной окраины Сибирской платформы

**О.В. Постникова**  
д.г.-м.н., профессор  
[olgapostnikova@yandex.ru](mailto:olgapostnikova@yandex.ru)

**В.В. Пошибаев**  
к.г.-м.н., доцент  
[poshibaev@yandex.ru](mailto:poshibaev@yandex.ru)

**О.А. Антипова**  
инженер  
[oa\\_antipova95@mail.ru](mailto:oa_antipova95@mail.ru)

**Ю.А. Духненко**  
аспирант, инженер  
[dukhnenko.yury@gmail.com](mailto:dukhnenko.yury@gmail.com)

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
Москва, Россия

**В результате разномасштабных детальных литологических и петрофизических исследований кернового материала и анализа данных геофизических исследований скважин, дана литологическая характеристика продуктивных газоносных отложений мошакской свиты венда в пределах юга Сибирской**

Развитие сырьевой базы Восточной Сибири является одним из стратегических направлений перспективного развития нефтегазового комплекса России. Основной объем разведанных запасов углеводородов в пределах юга Сибирской платформы связан с неопротерозойскими терригенными отложениями. Большинство открытых месторождений в этих отложениях сосредоточено на востоке, в пределах Непско-Ботубинской антеклизы. На юго-западной окраине Сибирской платформы (на территории Байкинской антеклизы и зоны Ангарских складок) эти отложения являются перспективным объектом для поисков и разведки месторождений нефти и газа, что подтверждено открытием Оморинского, Камовского, Ильбокичского, Имбинского, Абаканского месторождений. Освоение запасов углеводородов в неопротерозойских терригенных отложениях осложняется высокой степенью их геологической неоднородности, фациальной изменчивостью, непостоянством мощности и стратиграфического объема. В связи с этим открытие месторождений и эффективное освоение запасов углеводородов в неопротерозойских отложениях юго-западной окраины Сибирской платформы во многом связано с прогнозом пространственного размещения пород-коллекторов, а также их структурно-вещественными характеристиками.

Объектом настоящих исследований явились вендские отложения мошакской свиты тасеевской серии юго-западной окраины Сибирской платформы.

Целью работы явилось получение литологических характеристик и прогноз распространения пород-коллекторов отложений мошакской свиты в пределах северо-восточного склона Богучано-Манзинского выступа и зоны Ангарских складок.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- литологическая типизация разрезов скважин;
- циклостратиграфический анализ;
- корреляция разрезов скважин;
- реконструкция условий осадконакопления;
- исследование закономерностей влияния вторичных преобразований на коллекторские свойства.

## Общие сведения о геологическом строении

Исследованию геологического строения и перспектив нефтегазоносности посвящены многочисленные работы В.В. Хоментовского (1972), М.А. Семихатова (1962), Ю.А. Косыгина (1964), Ю.К. Советова (1975), А.И. Анатольевой (1966), И.Е. Постниковой (1970) и многих других. В последние годы обобщения по геологическому строению и нефтегазоносности исследуемого региона были выполнены Г.Д. Назимковым и А.Ф. Бабинцевым (2003, 2006), Н.С. Покровским, А.А. Конторовичем (2003 г.), О.В. Гутинной (2007), Н.В. Мельниковым (2010) и т.д.

В тектоническом отношении район исследований расположен в пределах зоны Ангарских складок и Богучано-Манзинского выступа (юго-западная окраина Сибирской платформы) (рис. 1) [1].

В стратиграфическом отношении исследуемые отложения относятся к тасеевской серии венда. В пределах Богучано-Манзинского выступа отложения тасеевской серии залегают на породах фундамента раннепротерозойского возраста. На склонах Богучано-Манзинского выступа и в зоне Ангарских складок эти отложения с угловым несогласием залегают на разновозрастных осадочных комплексах рифея. В строении тасеевской серии выделяется три свиты (снизу-вверх): алешинская, чистяковская, мошакская. В данной работе рассматриваются пестроцветные терригенные и карбонатно-терригенные отложения мошакской свиты, которые без видимых перерывов, с постепенным переходом, залегают на сероцветных терригенных и терригенно-карбонатных отложениях чистяковской свиты [2].

В нефтегазоносном отношении в пределах исследуемого региона выделяются такие перспективные нефтегазоносные комплексы (НГК), как: рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский, кембрийский и ордовикско-девонский [3].

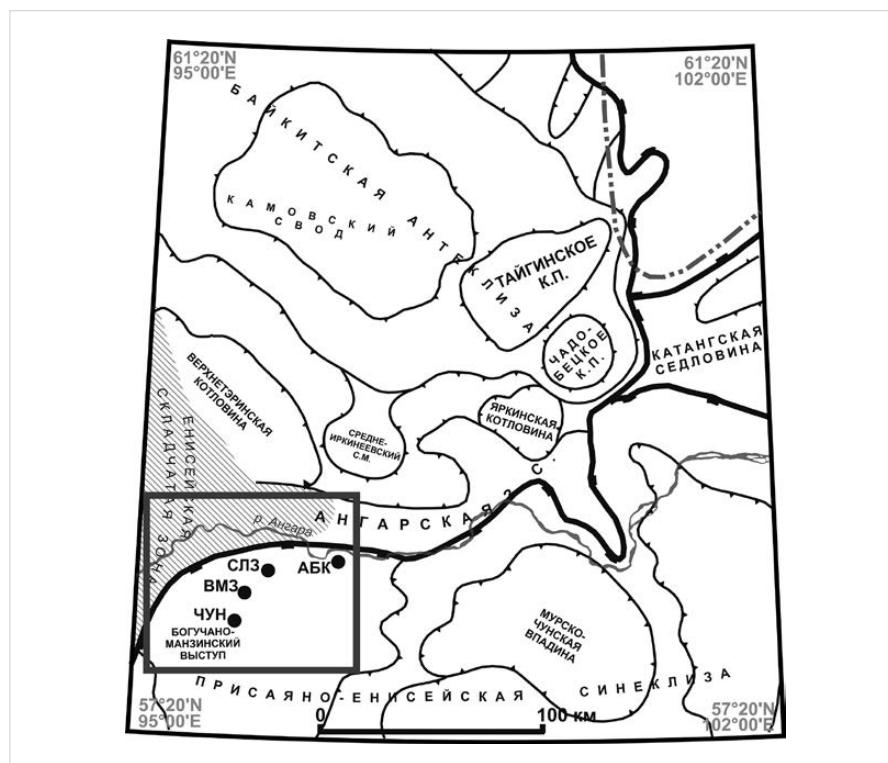


Рис. 1 — Район исследований на фрагменте тектонической карты вендско-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы [1]

Fig. 1 — Exploration area on the fragment of the tectonic map of the Vendian-lower Paleozoic structural stage of the Lena-Tunguska province of the Siberian platform [1]

**платформы (зона Ангарских складок и Богучано-Манзинский выступ Присяяно-Енисейской синеклизы), охарактеризованы типовые разрезы, выявлены закономерности их строения, выполнена реконструкция условий осадконакопления и представлена литолого-петрофизическая характеристика вендских пород-коллекторов отложений мошакховской свиты, сделан прогноз их распространения. В работе впервые приводятся данные об обнаружении комплекса ихнофаций в вендских отложениях мошакховской свиты.**

#### Материалы и методы

Керновый материал по 4 скважинам (общим объемом около 700 м); 450 петрографических шлифов; результаты петрофизических исследований (более 350 измерений пористости и проницаемости); данные ГИС по 6 скважинам глубокого бурения, геолого-промысловые данные; фотографии полноразмерного керна по 6 скважинам и его литологическое описание. Комплекс разномасштабных литологических исследований включал в себя исследование текстуры, структуры, минерального состава пород, структуры пустотного пространства пород-коллекторов методами оптической и растровой электронной микроскопии, микрозондового анализа.

#### Ключевые слова

породы-коллекторы, венд, зона Ангарских складок, Присяяно-Енисейская синеклиза, Сибирская платформа, ихнофации

В состав вендского НГК входят отложения тасеевской серии. Именно с этими отложениями связаны основные перспективы нефтегазонасыщенности в пределах исследуемого региона.

#### Краткая литологическая характеристика

Отложения мошакховской свиты представлены преимущественно пестроцветными песчано-алевритовыми и алевро-глинистыми разностями, в меньшей степени, карбонатными и сульфатными отложениями.

В целом, в исследуемых разрезах было выделено 15 литотипов: песчаники разнозернистые, крупнозернистые, среднезернистые, мелкосреднезернистые, мелкозернистые железистые; алевриты железистые; алевриты глинистые железистые; аргиллиты песчаные железистые; аргиллиты алевритистые железистые; аргиллиты железистые; доломиты алевритистые; доломиты глинистые; смешанные сульфатно-карбонатно-терригенно-глинистые породы («коскобиты»); доломиты микрокристаллические; доломиты с реликтовой органогенно-водородослевой структурой.

Терригенные отложения мошакховской свиты характеризует преимущественно полиминеральный состав обломочной части со значительным содержанием (более 20%) обломков метаморфических пород — глинистых сланцев и кварцитов. Встречаются обломки кремнистых отложений. Среди аксессуарных минералов были встречены: циркон, монацит, турмалин. В отложениях развиты глинисто-железистый пленочно-поровый, а также сульфатный и карбонатный поровый типы цементов. Железистый цемент, в единичных случаях железисто-титанистый, титанистый придает отложениям тасеевской серии буроватую окраску.

Интересно отметить, что в отложениях мошакховской свиты, возраст которой датируется, предположительно, нижним вендом,

были обнаружены многочисленные текстуры биотурбации. Так, в пределах Чунской площади были обнаружены следы илоедов, конфигурация которых напоминает современных Planolites. В пределах Абаканской площади интенсивность биотурбации возрастает: в отложениях мошакховской свиты встречены типичные ихнофаии приливо-отливной зоны типа современных Skolithos (размер ходов более 25–35 см), а также следы биотурбации, напоминающие по своей конфигурации современные Palaeorhynchus, также характерные для прибрежной зоны и солоноватых вод.

#### Закономерности строения и реконструкция условий осадконакопления

В основу фашиально-палеогеографической реконструкции мошакховского осадочного бассейна положены результаты литологических исследований, детальной корреляции, циклостратиграфического анализа.

Разрезы отложений мошакховской свиты были вскрыты скважинами глубокого бурения на Чунской, Верхнеманзинской, Сользаводской, Абаканской, Имбинской, Ильбокичской, Берямбинской площадях. В настоящей работе проводились исследования керна в скважинах Чунской, Верхнеманзинской, Сользаводской, Абаканской площадей. Эти скважины расположены в разных структурных зонах: на склоне Богучано-Манзинского выступа Присяяно-Енисейской синеклизы и на юго-западном обрамлении Камовского свода Байкисткой антеклизы (Ангарская зона складок). В результате комплексирования результатов литологических и геофизических данных, в разрезе были выделены закономерные сочетания литотипов пород, циклично повторяющиеся в разрезе. Эти сочетания отображаются на диаграммах ГИС, что позволило выделить и проследить седиментационные циклы в пределах как отдельных структурных зон, так и на всей исследуемой территории.

В разрезе отложений мошакховской свиты выделено три крупных седиментационных цикла, имеющих регрессивное строение (рис. 2). Разрезы этих отложений в разных структурных зонах не сильно отличаются по своему стратиграфическому объему, однако отличаются друг от друга по своей мощности, литологическим и геофизическим характеристикам.

Отложения первого цикла выявлены во всех скважинах в пределах исследуемой территории. Пестроцветные отложения мошакховской свиты залегают с постепенным переходом на сероцветных терригенных и терригенно-карбонатных отложениях чистяковской свиты. В основании разрезов залегают, как правило, преимущественно глинистые и алевро-глинистые отложения, мощность которых меняется от 10–12 м до 20–22 м.

Верхняя часть цикла представлена более грубозернистыми отложениями (алевритами и песчаниками). Мощность алевритовых и песчаных прослоев колеблется от нескольких сантиметров 0,05–0,1 м до 0,8–1,2 м.

В целом, во всех типах разреза мощность отложений первого цикла меняется слабо. Максимальные значения мощности отмечаются в пределах склона Богучано-Манзинского выступа. Здесь мощность первого цикла составляет 35 м. В зоне Ангарских складок

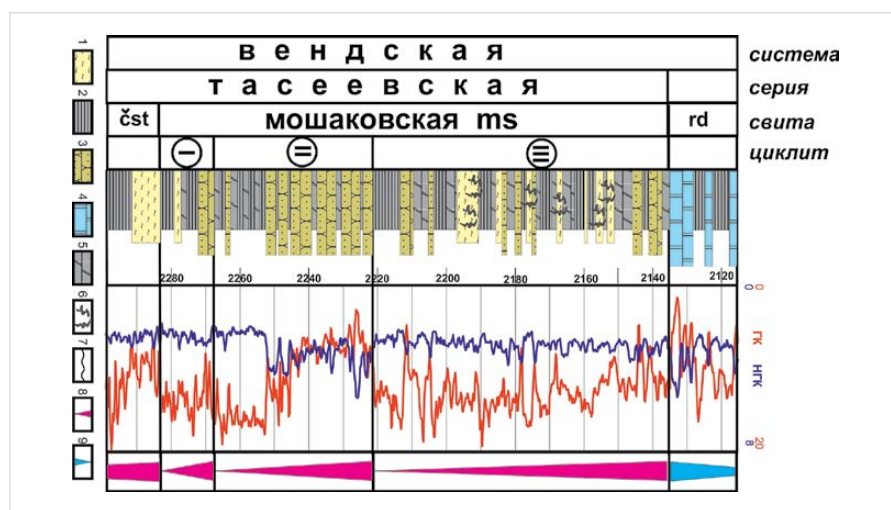


Рис. 2 — Типовой разрез отложений мошакховской свиты в пределах зоны Ангарских складок (восточная часть). Условные обозначения: 1 — алевриты; 2 — аргиллиты; 3 — песчаники; 4 — доломиты; 5 — глинистые доломиты; 6 — текстуры биотурбации; 7 — предполагаемый перерыв в осадконакоплении; 8 — регрессивный цикллит; 9 — трансгрессивный цикллит

Fig. 2 — The type section of the Moshakovskaya suite deposits within the zone of Angarskie plications (Eastern part). Legend: 1 — siltstone; 2 — mudstone; 3 — sandstone; 4 — dolomite; 5 — clayey dolomite; 6 — texture bioturbation; 7 — supposed depositional break; 8 — regressive cyclelite; 9 — transgressive cyclelite

мощность первого циклита, как правило, составляет около 20 м. В пределах Солзаводской площади наблюдается некоторое уменьшение мощности циклита (14 м).

Отложения второго циклита имеют повсеместное распространение. Строение циклита в целом повторяет строение первого циклита. Основания второго циклита представлены аргиллитами, алевролитами глинистыми. Их мощность колеблется от 6–7 м в зоне Ангарских складок до 15–20 м на склоне Богучано-Манзинского выступа. Верхняя часть циклита представлена песчано-алевритистыми разностями. В зоне Ангарских складок верхняя часть циклита имеет песчаный состав. На склоне Богучано-Манзинского выступа верхняя часть циклита сложена алевролитами и песчаниками алевритистыми. Мощности алевро-песчаных и песчаных прослоев колеблются от 0,5–1,5 м до 15–20 м. Максимальная мощность отмечается в пределах Солзаводской площади.

Отложения третьего седиментационного циклита имеют повсеместное распространение. Эти отложения в целом имеют алевро-глинистый, алевритистый состав на юго-западе исследуемой территории; алевро-песчаный и глинистый состав на северо-востоке (Абаканская площадь). В целом, мощность третьего циклита постепенно увеличивается по направлению с юго-запада на северо-восток (от 45–50 м до 70–75 м).

Отложения третьего циклита перекрываются преимущественно песчаными, алевро-песчаными отложениями редколесной свиты венда, которые имеют трансгрессивную направленность. Вероятно, эти отложения залегают на отложениях мошакской свиты с размывом.

Таким образом, в разрезе мошакской свиты выделено три седиментационных циклита. Цикличность строения разреза обусловлена пульсационным характером

регрессии морского бассейна, а также изменением гидродинамической активности среды осадконакопления. Все седиментационные циклиты имеют широкое площадное распространение и фиксируют обмеление морского бассейна, увеличение площади суши, отступление береговой линии в западном, северо-западном направлении. В целом, общая мощность циклитов меняется относительно равномерно (рис. 3). Мощности составных частей циклитов меняются неравномерно, что обусловлено различными фациальными условиями их формирования. Наиболее резкие изменения мощностей циклитов характерны для их верхних частей, представленных более грубозернистыми разностями (преимущественно песчаниками).

Литологические особенности пород и характер распространения по площади позволяют сделать вывод о том, что отложения первого седиментационного циклита сформировались в условиях аллювиально-дельтовой равнины на юго-западе исследуемой территории и прибрежно-морских, морских условиях в центральной и северо-восточной частях территории (рис. 4).

Тектурные особенности, характер строения разрезов, форма каротажных кривых позволяют сделать вывод о том, что в пределах Чунской площади (склон Богучано-Манзинского выступа) отложения первого циклита сформировались в условиях русел временных водотоков и межрусловых участков с застойной гидродинамикой. Степень сортировки обломочного материала низкая, породы преимущественно гравийно-песчаной размерности.

В пределах Верхнеманзинской площади отложения первого циклита сформировались в зоне активной волновой переработки.

В пределах Солзаводской площади (Ангарская зона складок) отложения основания

первого седиментационного циклита формировались в условиях открытой части бассейна. Они представлены карбонатно-глинистыми отложениями.

В пределах Абаканской площади (Ангарская зона складок) отложения первого седиментационного циклита представлены фацией алевро-глинистых осадков прибрежного малоподвижного мелководья и фацией алевро-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (косы, пересыпи).

В пределах Чунской площади отложения второго седиментационного циклита схожи с отложениями первого циклита (степень сортировки обломочного материала низкая, породы преимущественно гравийно-песчаной размерности). Формирование таких отложений происходило в условиях русел временных водотоков и межрусловых участков с застойной гидродинамикой.

В пределах Верхнеманзинской площади отложения второго циклита сформировались в зоне активной волновой переработки (песчано-алевро-глинистые отложения с линзовидно-волнистой слоистостью) и в условиях активного подвижного мелководья (песчано-алевро-глинистые отложения с первичной тонкой полого-волнистой, косо-волнистой слоистостью, сильно срезанной, нарушенной в результате конволютного смятия).

В пределах Солзаводской площади нижняя часть второго седиментационного циклита представлена алевро-глинистыми отложениями, постепенно переходящими в алеврито-песчаные. Формирование нижней части циклита происходило в условиях открытой части бассейна, постепенно сменяющимися на условия дальней зоны подвижного мелководья.

Формирование верхней части циклита, сложенной песчаниками с косо-волнистой слоистостью, происходило в условиях подвижного мелководья (бары). В пределах

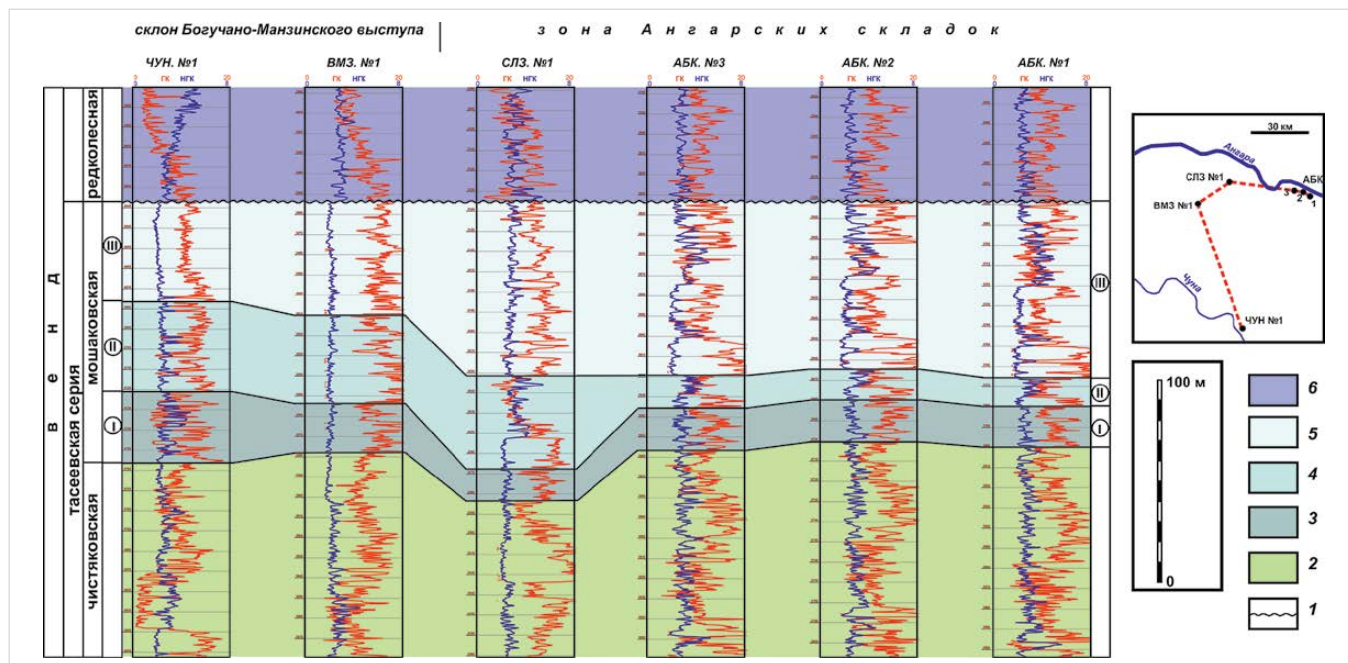


Рис. 3 — Схема сопоставления разрезов вендских отложений мошакской свиты тасеевской серии по линии скважин: Чунской, Верхнеманзинской, Солзаводской, Абаканской площадей. Условные обозначения: 1 — перерыв в осадконакоплении; 2 — отложения чистьяковской свиты; 3–5 — отложения седиментационных циклитов (первого (3), второго (4), третьего (5)), отложения редколесной свиты

Fig. 3 — Collation diagram of the Vendian deposit sections of the Moshakovskaya suite (Taseevskaya depositional sequence) in the line of wells: Chunskaya, Verkhnemanzinskaya, Solzavodskaya, Abakanskaya area. Legend: 1 — the depositional break; 2 — sediments of Chistyakovskaya suite; 3–5 — sedimentary sedimentological cyclite (first (3), second (4) third (5)), the deposits of lightly-forested suite



Абаканской площади отложения второго седиментационного циклита представлены фацией алевро-глинистых осадков прибрежного малоподвижного мелководья и фацией алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (косы, пересыпи).

Отложения третьего седиментационного циклита в пределах Чунской площади представлены алевро-глинистыми отложениями. Для них характерны текстуры взмучивания, линзовидно-волнистой слоистости и текстуры биотурбации. Формирование таких отложений происходило в условиях прибрегового взмучивания.

Несколько иной фациальный состав отложений в пределах Верхнеманзинской площади. Здесь отложения третьего седиментационного циклита представлены песчано-алевритовыми отложениями с линзовидно-волнистой, полого-волнистой слоистостью. Формирование таких отложений происходило в условиях малоподвижного мелководья. В таких условиях формировались малые аккумулятивные формы (косы, пересыпи).

В пределах Сользаводской площади нижняя часть третьего седиментационного циклита представлена глинисто-алевритовыми отложениями. Здесь отмечаются шаровые и подушечные текстуры, послонные опливинны алевро-глинистого материала. Формирование верхней части циклита, представленной песчано-алевритовыми отложениями с текстурами активных оползаний, смятия, взмучивания происходило в условиях прибрежных частей заливов и лагун.

В пределах Абаканской площади отложения третьего седиментационного циклита в нижней части циклита представлены фацией

полуизолированных участков побережья заливов и лагун, а отложения верхней части — фацией песчаных осадков малых аккумулятивных форм (косы, пересыпи).

#### Литологическая характеристика пород-коллекторов

В результате проведенных литологических исследований, было установлено, что коллекторы относятся к поровому, порово-трещинному, трещинно-поровому типам (рис. 5). Коллекторы преимущественно порового и трещинно-порового типа были выявлены на склонах Богучано-Манзинского выступа (Чунская площадь). Порово-трещинные коллекторы — в зоне Ангарских складок.

Породы-коллекторы порового типа сложены преимущественно песчаными и алевро-песчаными разностями. Преобладают мелко-среднезернистые и мелкозернистые разности. Наибольшие значения фильтрационно-емкостных свойств наблюдаются в алевро-песчаных отложениях каналов промыва приливно-отливной зоны (Абаканская площадь). Толщина песчаных и алевро-песчаных коллекторских прослоев составляет, как правило, 0,5–2,5 м, иногда 2,5–5,5 м. Коэффициент пористости составляет в среднем 15–17%, местами 18–22%.

В коллекторах порового типа выделяют три основных типа пустот: межзерновые, пустоты выщелачивания карбонатного цемента, микроступоты корродирования обломков калиевых полевых шпатов.

Уменьшение фильтрационно-емкостных свойств во многом обусловлено вторичными преобразованиями. В результате проведенного ранее стадийного оптического

и электронно-микроскопического анализа структуры и минерального состава песчаных пород тасеевской серии, выявлен широкий спектр вторичных преобразований: процессы гравитационной коррозии аллотригенных минералов, их пластические деформации, интенсивное трещинообразование, аутигенное минералообразование.

Наиболее интенсивно процессы уплотнения и регенерации обломочных зерен проявились в пределах Чунской площади (склон Богучано-Манзинского выступа). Здесь коэффициент остаточной пористости по всему разрезу, как правило, не превышает 1–2%.

В отложениях мошаконской свиты в ряде скважин отмечены системы субвертикальных трещин с разной степенью раскрытости. По стенкам трещин на отдельных участках отмечается интенсивная минерализация кальцитом и ангидритом. Трещины пересекают как песчаные, так и глинистые породы. В глинистых интервалах разреза часто наблюдаются зоны дробления. Субвертикальные тектонические трещины сопровождаются ортогональными. Кроме того, в разрезе наблюдаются наклонные трещины, расположенные под углом к оси ядра. Трещины часто взаимопересекаются, что свидетельствует о разновременности их образования.

В результате ранее проведенных исследований, было установлено, что в пределах зоны Ангарских складок выделяются области современного геодинамического растяжения и сжатия [4]. Наибольшую интенсивность трещиноватости в отложениях мошаконской свиты можно прогнозировать в ранее выявленных областях геодинамического растяжения.

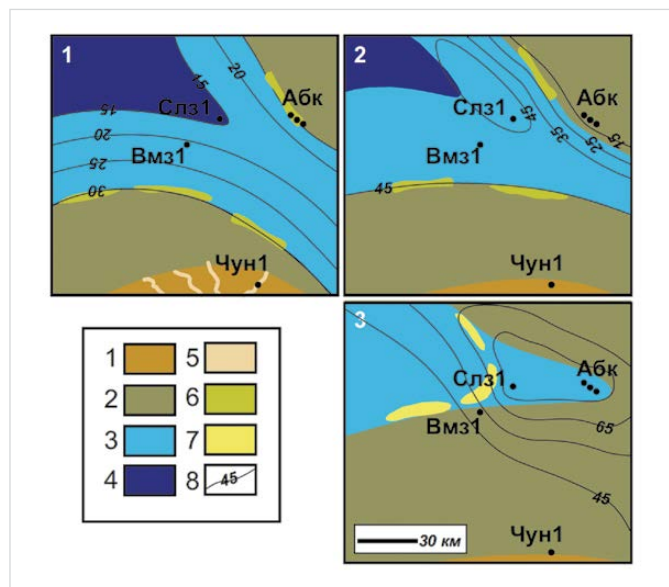


Рис. 4 — Фациально-палеогеографические схемы отложений первого, второго и третьего седиментационных циклитов отложений мошаконской свиты. Условные обозначения: 1 — отложения аллювиально-дельтового комплекса; 2 — приливно-отливная равнина; 3 — мелководноморские отложения; 4 — наиболее удаленная от побережья часть бассейна; 5 — русла временных водотоков; 6 — малые аккумулятивные формы (косы, пересыпи); 7 — аккумулятивные формы (бары); 8 — линии равных мощностей циклитов

Fig. 4 — Facies-paleogeographic diagrams of the deposits of first, second and third sedimentological cycle deposits of the Moshakovskaya suite. Legend: 1 — sediments of the alluvial-delta complex; 2 — tidal flat land; 3 — shallow-water deposits; 4 — the outermost from the coast part of the basin; 5 — beds of temporary streams; 6 — small accumulation forms (hirst, bay-bar); 7 — accumulation forms (bars); 8 — lines of equal competency cyclite

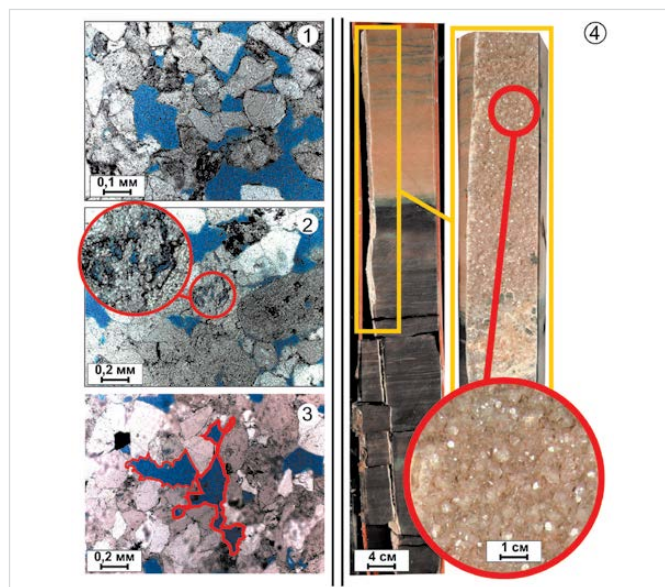


Рис. 5 — Основные типы пустотного пространства в коллекторах мошаконской свиты: 1 — межзерновые поры; 2 — микроступоты разрушения обломков калиевых полевых шпатов; 3 — пустоты выщелачивания карбонатного (?) цемента; 4 — частично минерализованные протяженные субвертикальные трещины

Fig. 5 — Main types of voids in reservoirs of Moshakovskaya suite: 1 — intergranular pores; 2 — micropores of potassic feldspar fragments crushing; 3 — weather pits of carbon-bearing cement; 4 — partially mineralized extended subvertical fissures

## Итоги

Продуктивные газосносные отложения мошак-овской свиты тасеевской серии представлены разнообразным набором пестроцветных терригенных, терригенно-карбонатных и глинистых пород.

Показано, что формирование мошак-овской свиты происходило в различных фациальных обстановках: аллювиально-дельтового комплекса, приливно-отливной равнины, мелко-водноморских условиях.

Распределение пород-коллекторов определяется литолого-фациальными условиями формирования и направлением вторичных изменений, в том числе, трещиноватостью. В различных структурных зонах выделяются порово-трещинный, трещинно-поровый и поровый типы коллектора.

В коллекторах порового типа выделяются три основных типа пустот: межзерновые, пустоты

выщелачивания карбонатного цемента, микроступности корродирования обломков КПШ.

## Выводы

Наибольшие значения продуктивности отложений мошак-овской свиты отмечаются в отложениях с порово-трещинным типом коллектора, который приурочен к фациям баровых тел в пределах зоны Ангарских складок.

Таким образом, фациальная зона развития баровых тел является наиболее перспективной для поиска зон развития пород-коллекторов в отложениях мошак-овской свиты венда.

## Список литературы

1. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской

провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. №8. С. 851–862.

2. Пошибаев В.В. Литологическая характеристика и прогноз зон развития коллекторов позднедокембрийских отложений тасеевской серии Иркинеево-Чадобецкого прогиба: дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2014. 32 с.
3. Мельников Н.В., Ефимов А.С., Смирнов Е.В. и др. Присаяно-Енисейская синеклиза — объект газопоисковых работ на юго-западе Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2010. №2. С. 13–20.
4. Сим Л.А., Постников А.В., Постникова О.В. и др. Влияние новейшей геодинамики на газосносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №6 (52). С. 8–12.

ENGLISH

GEOLOGY

UDC 551

## Prediction of distribution of reservoir rocks of the Vendian Moshakovskaya suite within the southwest end of the Siberian platform

### Authors:

**Olg'a V. Postnikova** — Sc.D., professor; [olgapostnikova@yandex.ru](mailto:olgapostnikova@yandex.ru)

**Vladimir V. Poshibaev** — Ph.D., assistant professor; [poshibaev@yandex.ru](mailto:poshibaev@yandex.ru)

**Olg'a A. Antipova** — engineer; [oa\\_antipova95@mail.ru](mailto:oa_antipova95@mail.ru)

**Yuriy A. Dukhnenko** — postgraduate, engineer; [dukhnenko.yury@gmail.com](mailto:dukhnenko.yury@gmail.com)

Gubkin Russian State University of oil and gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

### Abstract

The lithological characteristic of the Vendian Moshakovskaya suite deposits of productive gas within the south end of the Siberian platform (the zone of the Angarskie plications and the Boguchano-Manzinskiy slope of the Prisyano-Eniseyskaya syncline) was defined as a result of different-scale detailed lithological and petrophysical researches of core material and the analysis of well logging data.

Type sections, the revealed regularity of their structure, the inversion of depositional conditions, lithological and petrophysical characteristics of Vendian reservoir rocks of the Moshakovskaya suite deposits and the prediction of their distribution are also presented in the article.

The depositional sequence of ichnofacies in the Vendian deposits of the Moshakovskaya suite is described.

### Materials and methods

Core material from 4 wells (the overall total is 700 m); 450 petrographic thin sections; the results of petrophysical researches (more than 350 porosity and permeability measurements);

well logging data from 6 deep-hole wells, geological and field data; photographs of the full-length core from 6 wells and its lithological description. The complex of different-scale lithological researches included the researches of texture, structure, mineral composition of reservoir rocks, the structure of voids, using optical and scanning electron microscopy and the microprobe analysis.

### Results

Productive gas deposits of the Moshakovskaya suite of the Taseevskaya depositional sequence is represented by a diverse set of variegated terrigenous, terrigenous-carbonate, sulfate and clay rocks.

It is demonstrated, that the formation of the Moshakovskaya suite was originated under various facial conditions: alluvial delta complex, tidally-influenced flat land, shallow marine conditions.

The distribution of reservoir rocks is determined by lithological and facies conditions of formation and direction of secondary changes, including fissility.

Porous-fissured, mixed fractured-porous,

and porous types of reservoir rocks are distinguished in different structural zones. Three main types of voids are distinguished in the porous type of reservoirs: intergranular, the voids of desalination of the carbonaceous cement, microvoids of the corrosion fragments of the potassium feldspar. The predominance of one type of voids or another in various structural zones is different.

### Conclusions

The maximum values of productivity are noted in the deposits with porous-fissured reservoir type, that is related to facies of bar bodies within the zone of the Angarskie plications. Thus, the facie zone of bar bodies is considered to be the most promising for searching zones of development of reservoir rocks in deposits of the Vendian Moshakovskaya suite.

### Keywords

reservoir rocks, the Vendian, the zone of the Angarskie plications, the Prisyano-Eniseyskaya syncline, the Siberian platform, ichnofacies

### References

1. Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A. and oth. *Tektonicheskaya karta vend-nizhnepaleozoyskogo strukturnogo yarusa Leno-Tungusskoy provintsii Sibirskoy platformy* [Tectonic map of the Vendian-Lower Paleozoic structural stage of the Lena-Tunguska petroleum province, Siberian Platform]. Russian Geology and Geophysics, 2009, Vol. 50, issue 8, pp. 657–667.
2. Poshibaev V.V. *Litologicheskaya kharakteristika i prognoz zon razvitiya*

- kollektorov pozdnedokembriyskikh otlozheniy taseevskoy serii Irkineevo-Chadobetskogo progiba* [The lithological characteristic and the prediction of development zones of reservoir rocks of late Pre-Cambrian deposits of the Taseevskaya depositional sequence of the Irkineevo-Chadobetskiy downfold]. Ph.D. dissertation (Geology and Mineralogy). Moscow, 2014, 32 p.
3. Mel'nikov N.V., Efimov A.S., Smirnov E.V. and oth. *Prisyano-Eniseyskaya sinekliza — ob"ekt gazopiskovykh rabot*

- na yugo-zapade Sibirskoy platformy* [Prisyano-Yenisei syncline as a gas target in the south-west of the Siberian Platform]. Geology and Mineral Resources of Siberia, 2010, issue 2, pp 13–20.
4. Sim L.A., Postnikov A.V., Postnikova O.V. and oth. *Vliyanie noveyshey geodinamiki na gazonosnost' Irkineevo-Chadobetskogo riftingennogo progiba* [Influence of recent geodynamics to gas productivity of Irkineevo-Chadobets riftogenic trough]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 6 (52), pp. 8–12.



# Оборудование и решения ГЕА

для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Оборудование для охлаждения и компримирования газов в технологических процессах; подготовка природного газа до требуемой точки росы; предварительная сепарация; извлечение СУГ и конденсата; компримирование азота и водорода; утилизация газов выветривания; охлаждение химических реакций; фракционирование бензинов; разделение воздуха, осушка;
- Оборудование для хранения сжиженных углеводородных газов; компримирование отпарного газа; перевалка нефти и нефтепродуктов; охлаждение газов.
- Решения «под ключ»: проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж, пусконаладка;
- Сервисное обслуживание 24 часа/7 дней в неделю;
- Склад запасных частей в Москве и области;
- Мировой опыт концерна;
- Производство в России.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6а. Т: (495) 787-20-20, ф: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com



## 1 Дожимные компрессорные станции GEA

Применяются для добычи низконапорного газа, сбора и транспортировки попутного нефтяного газа, подготовки топливного газа, переработки газа.

Примеры реализованных проектов:

«Газпром добыча Ноябрьск», «Маяк-Энергия», «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» и др.



## 2 Блоки подготовки газа

Разработаны специально для предварительной подготовки, учета объема и контроля качества газа непосредственно перед его подачей на дожимную компрессорную станцию или другое совместимое оборудование.

Назначение блока – очистка и осушка ПНГ с целью извлечения газового конденсата и удаления из него влаги до точки росы, исключающей гидратообразование при дальнейшей транспортировке газа потребителю или последующем сжатии газа в компрессорных установках в технологических процессах.



## 3 Установки охлаждения газа

Применяются для:

- Охлаждения метана в дроссельном цикле ожижения
- Подготовка попутного нефтяного газа
- Охлаждения газов и жидкостей (с использованием хладагентов-пропана, аммиака, фреонов, углекислоты; хладоносителей-этилена, пропилена и др.)

Реализованные проекты: «Газпром газэнергосети», Санкт-Петербург, «Тобольск-Полимер», «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез», Восточно-Перевальное месторождение ПАО «Лукойл» и др.



## 4 Установки на базе сепараторов и декантеров

Применяются для подготовки сырой нефти и очистки промышленной воды, переработки нефтешламов, для разделения нефтяной и водной фазы, нефтеэмульсий, очистки эмульсий, удаления мелких частиц катализатора. Проекты реализованы на буровых платформах и на плавучих системах хранения и перегрузки добытой нефти (FPSO) в Атлантике, при разработке нефтеносных песков в Канаде и на нефтеперерабатывающих заводах во всём мире.

# Особенности литолого-минералогического состава фроловской свиты

(на примере Северо-Крутинского месторождения нефти)

Ю.В. Курушина

м.н.с.<sup>1</sup>

[junonanik@yandex.ru](mailto:junonanik@yandex.ru)

С.Е. Валеева

н.с.<sup>1</sup>

[ssalun@mail.ru](mailto:ssalun@mail.ru)

Э.И. Фахрутдинов

ассистент<sup>2</sup>

[mks-1989eduard@yandex.ru](mailto:mks-1989eduard@yandex.ru)

<sup>1</sup>ИПЭН АН РТ, Казань, Россия  
<sup>2</sup>ИГИНГТ К(П)ФУ, Казань, Россия

**В данной работе рассмотрены литологические особенности продуктивного пласта АС5 фроловской свиты барремского яруса нижнего мела по данным изучения кернового материала, отобранного из потенциально продуктивного интервала 2337,00–2351,00 м эксплуатационной скважины №204 Северо-Крутинского месторождения нефти. В результате установлен литологический тип коллектора, зоны ухудшения коллекторских свойств в связи с вторичным минералообразованием.**

## Материалы и методы

Оптико-микроскопический анализ, гранулометрический анализ, определение фильтрационно-емкостных свойств, люминесцентно-битуминологический анализ, рентгенофазовый анализ, электронная микроскопия.

## Ключевые слова

литотипы, регенерация кварца, кварцевые граувакки, коллекторские свойства, керновый материал

Северо-Крутинское месторождение нефти, разрабатываемое филиалом «НГДУ Лянторнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», было открыто в 1988 г. в результате бурения и испытания скважины №83п, в которой был получен фонтанирующий приток нефти из пласта АС5 дебитом 2 м<sup>3</sup>/сут. В декабре 2003 г. на основании «Проекта пробной эксплуатации Северо-Крутинского месторождения» оно было введено в опытно-промышленную разработку.

На Северо-Крутинском месторождении промышленная нефтеносность установлена в отложениях пласта АС5 неокомского нефтегазоносного комплекса, в стратиграфическом отношении приуроченного к фроловской свите барремского яруса нижнего мела. Исследуемый пласт включает одну залежь нефти, в пределах которой пробурены 19 поисково-разведочных и 117 эксплуатационных скважин.

Для исследования выбрана эксплуатационная скважина №204 Северо-Крутинского месторождения нефти. Объект исследования — керновый материал, отобранный из потенциально продуктивного интервала 2337,00–2351,00 м.

Всего было отобрано 3 образца керна. Образец №1 был отобран из нефтяной зоны, образец №2 — из водонефтяной зоны,

образец №3 — из водоносной части пласта. ВНК в данной скважине принят на глубине минус 2345,8 м.

Литологически породы представлены мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами от светло-серых и серых до буро-серых и бурых за счет нефтенасыщения. Текстура полого- и косоволнистая, часто можно увидеть прослойки темных глин.

Проведены следующие исследования: оптико-микроскопический анализ, гранулометрический анализ, определение фильтрационно-емкостных свойств, люминесцентно-битуминологический анализ, рентгенофазовый анализ, электронная микроскопия.

В силу относительно небольшой величины частиц, слагающих изучаемые образцы пород, их изучение было целесообразно проводить под поляризационным микроскопом.

Изучение шлифов из образцов керна скважины №204 показало, что песчаники пласта АС5 (обр. №1 и 2) относятся к кварцевым грауваккам (рис. 1а, б) [1]. Данные породы сложены следующими минералами: кварцем (около 30%), полевым шпатом (<5%), в незначительном количестве содержатся мусковит, роговая обманка и другие минералы.

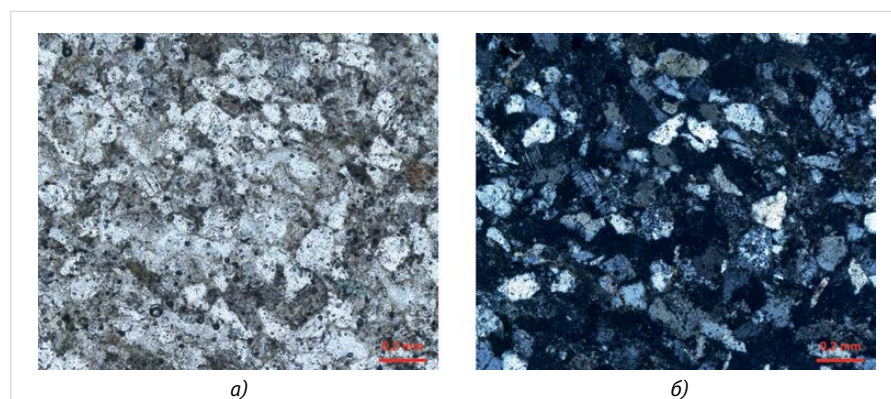


Рис. 1 — Фотография шлифа образца №1 при съемке: а) — в параллельных николях; б) — в скрещенных николях

Fig. 1 — A photo of section a sample №1 a) — parallel Nicols; b) — crossed Nicols

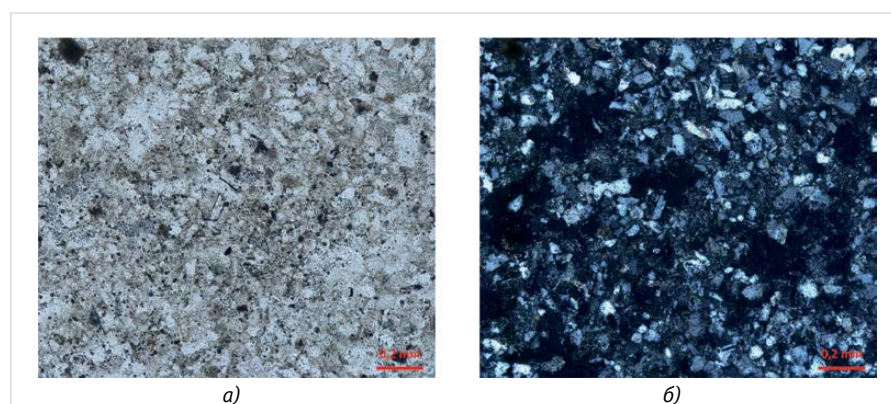


Рис. 2 — Фотография шлифа образца №3 при съемке: а) — в параллельных николях; б) — в скрещенных николях

Fig. 2 — A photo of section a sample №3 a) — parallel Nicols; b) — crossed Nicols

Содержание обломочных пород — 65%. Обломочные зерна угловатые, реже — полуокатанные. Цемент в основном поровый, по составу — глинистый. В обоих образцах повсеместно содержится обугленная растительная органика.

Образец №3 представлен крупнозернистым алевролитом с содержанием: кварца — 25%, глинистой массы — 50%, обломочных пород — 20%. Обломочные зерна преимущественно угловатые, плохо отсортированные. Цемент по составу — глинистый. Повсеместно содержится обугленная растительная органика, редко встречаются агрегаты кальцита размером до 1 мм (рис. 2а, б).

Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть гранулометрическим составом [2]. Гранулометрический состав изучаемых образцов определялся с использованием прибора виброгрохот. Графическое изображение результатов данного анализа приведено на гистограммах (рис. 3а, б).

По данным гранулометрии, 0,08–0,016 мм является преобладающей фракцией. Порода-коллектор представлена мелкозернистым песчаником.

Далее определялись фильтрационно-емкостные свойства изучаемых образцов — пористость и проницаемость.

Коэффициент открытой пористости в данной работе определялся по методу Преображенского путем сравнения массы сухого и насыщенного керосином образца.

Абсолютная проницаемость измерялась в предварительно высушенных образцах при пропускании через них воздуха. Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств приведены в таб. 1.

По данным изучения фильтрационно-емкостных свойств, первые два образца были отнесены к IV классу коллекторов, 3 образец — к V классу коллекторов [3]. Также установлено, что образец, взятый из водоносной части пласта, обладает меньшим значением пористости и проницаемости по сравнению с образцами, взятыми из нефтяной и водонефтяной зон (ухудшение коллекторских свойств идет вниз по разрезу).

По данным геофизических исследований скважин, максимальное значение  $K_n = 0,235$  д.е.,  $K_{np} = 66,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Анализируя геофизические характеристики продуктивного пласта АС5 в данной скважине, можно отметить, что фильтрационно-емкостные свойства пласта так же, как и по данным керна, ухудшаются вниз по разрезу.

По гранулометрическим характеристикам, параметрам фильтрационно-емкостных

свойств и составу цемента в отложениях пласта АС5 Северо-Крутинского месторождения нефти в целом выделяются четыре литолого-петрофизических типа пород (сокращенно — литотипа). Один представлен практически полностью коллекторами, три остальных представлены преимущественно неколлекторами. Выделенные литолого-петрофизические типы пород условно имеют названия «мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты», «мелко-крупнозернистые алевролиты и слоистые песчаники», «аргиллиты, глинистые песчаники и алевролиты» и «песчаники и алевролиты с карбонатным цементом».

К литотипу 1 «мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты» относятся наиболее однородные песчаники и алевролиты с глинистым цементом.

К литотипу 2 «мелко-крупнозернистые алевролиты и слоистые песчаники» — алевролиты и слоистые песчаники с пониженными фильтрационными свойствами.

К литотипу 3 «аргиллиты, глинистые песчаники и алевролиты» — глинистые алевролиты и тонкое переслаивание песчано-алевролитового и глинистого материалов.

К литотипу 4 «песчаникам и алевролитам с карбонатным цементом» — породы с содержанием карбонатного материала выше 12% [4].

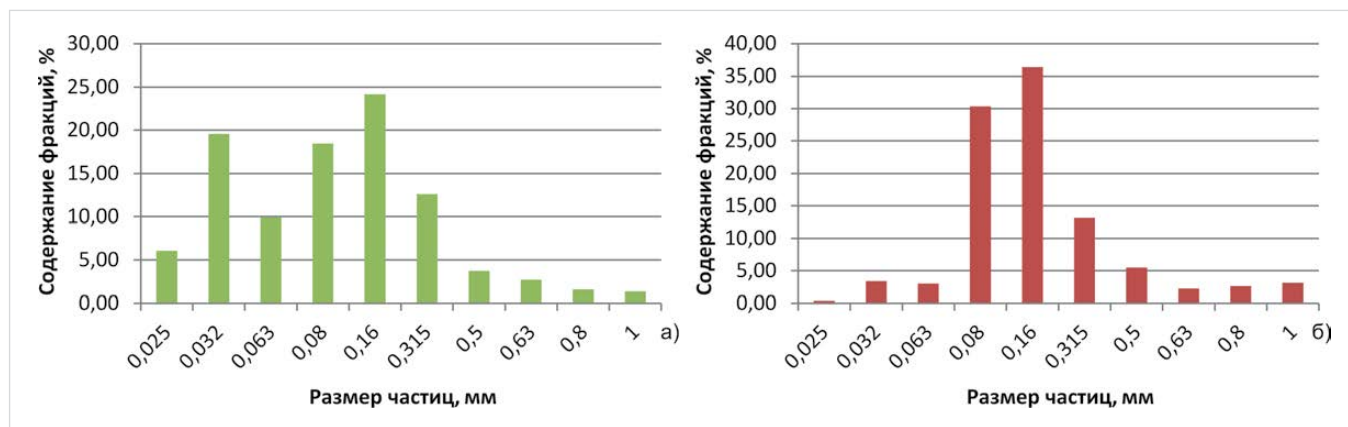


Рис. 3 — Гистограмма распределения зерен по размерам: а) — образца №1; б) — образца №3  
Fig. 3 — A histogram of the distribution of grains sizes: a) — sample №1; b) — sample №3

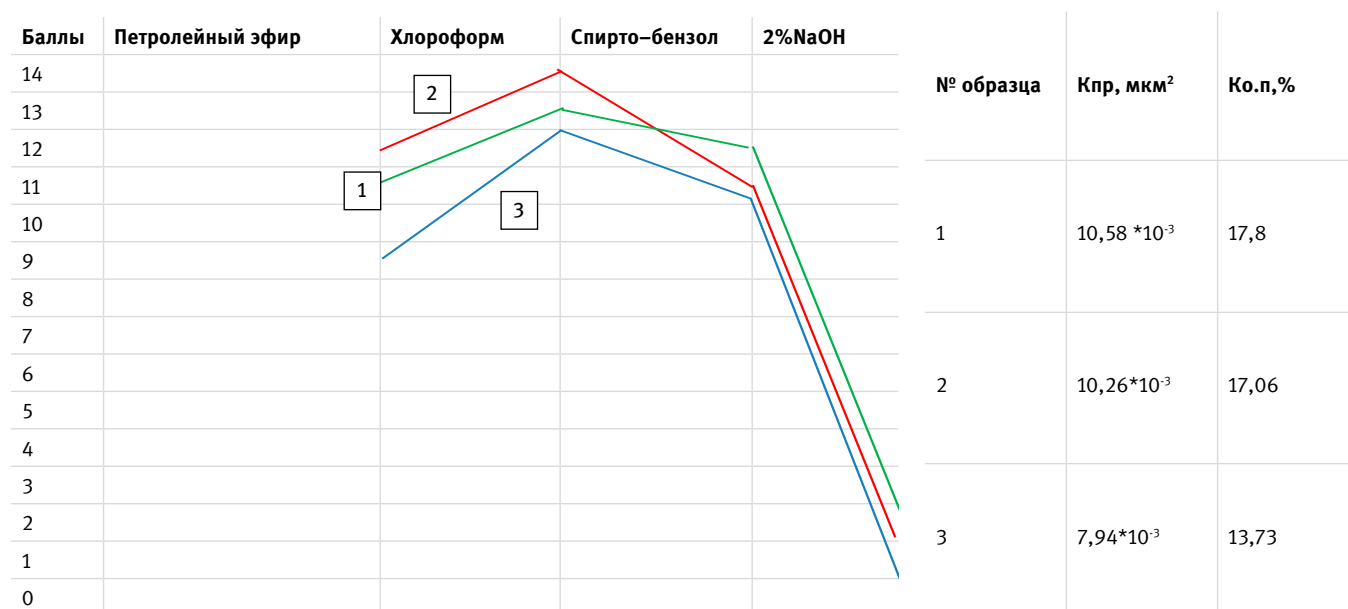


Рис. 4 — Люминесцентно-экстракционная характеристика битуминозных веществ  
Fig. 4 — Fluorescent-extraction characteristics of bituminous substances

№ образца	Кпр, мкм <sup>2</sup>	Ко.п, %
1	10,58 * 10 <sup>-3</sup>	17,8
2	10,26 * 10 <sup>-3</sup>	17,06
3	7,94 * 10 <sup>-3</sup>	13,73

Таб. 1 — Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств  
Tab. 1 — The results determining reservoir porosity and permeability

По гранулометрическим характеристикам, параметрам фильтрационно-емкостных свойств и составу цемента образцы №1 и 2 относятся к 1 литолого-петрофизическому типу пород, образец №3 — к 4 литотипу.

В результате люминисцентно-битуминоло-гического анализа в хлороформе было определено количество битума в породе и тип битума. Битуминозные вещества в образцах №1 и 2 отнесены к осмоленным битумам (ОБА), образец №3 — к маслянистым битумам (МБА). По данным этого же анализа с использованием четырех растворителей, битуминозные вещества всех 3 образцов были отнесены к группе эпигенетических битуминоидов [5] (рис. 4).

Информацию об элементном составе различных объектов (горных пород, минералов, химических соединений, сплавов и т.д.) можно получить при помощи рентгенофазового анализа (РФА).

РФА по дифракционным спектрам от изучаемых поликристаллических образцов это сопоставление значений  $d(hkl)$  изучаемого образца с соответствующими значениями  $d(hkl)$  одного или более справочных стандартов при сравнении интенсивностей линий в спектрах образца и стандартов [6] (рис. 5, 6).

В результате анализа полученных дифрактограмм, установлено, что преобладающими минералами в изучаемых поликристаллических

образцах являются кварц, полевые шпаты, слюды.

В целом, для пласта АС5 Северо-Крутинского нефтяного месторождения характерно сильное влияние вторичного минералообразования на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов [4]. Поэтому необходимо было изучить исследуемые образцы под электронным микроскопом (рис. 7а, б).

По данным изучения электронной микроскопии ядерного материала, отмечается регенерация зерен кварца в виде тонких прерывистых каемок, развитие вторичного кальцитового цемента.

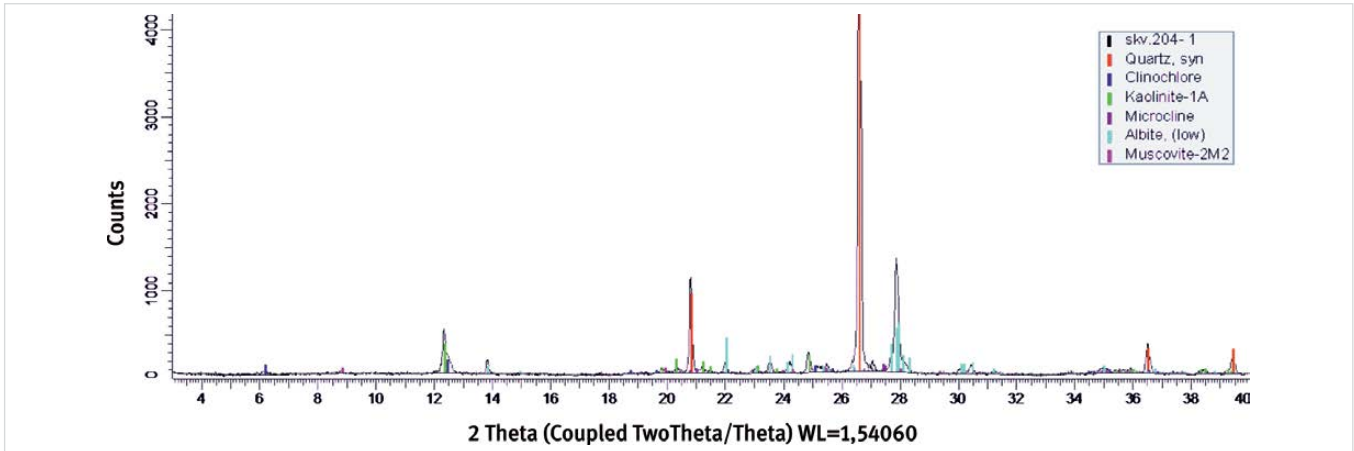


Рис. 5 — Дифрактограмма поликристаллического образца №1  
Fig. 5 — The diffractogram of polycrystalline sample №1

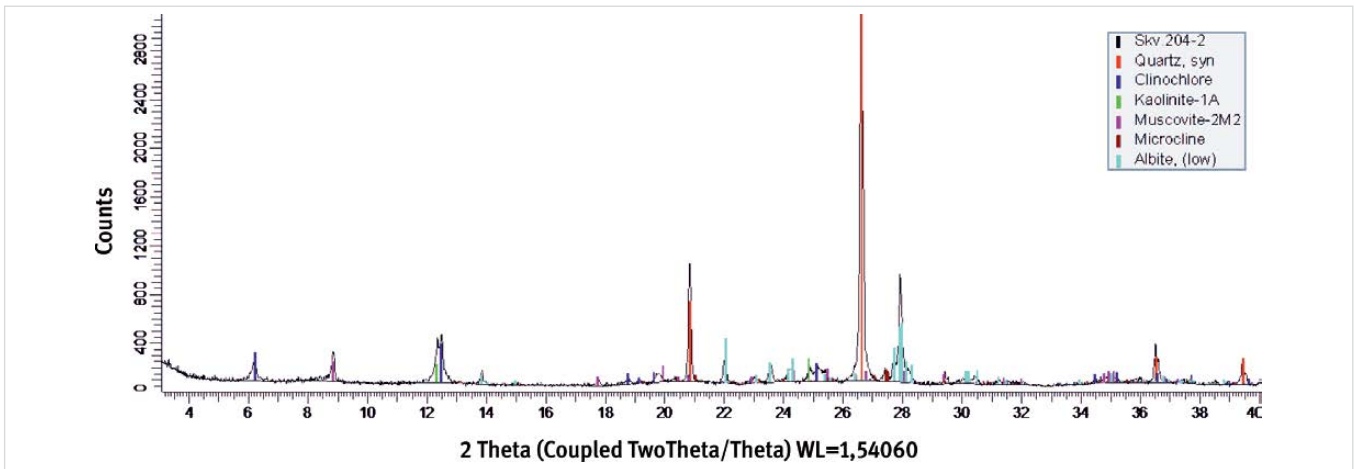


Рис. 6 — Дифрактограмма поликристаллического образца №3  
Fig. 6 — The diffractogram of polycrystalline sample №3

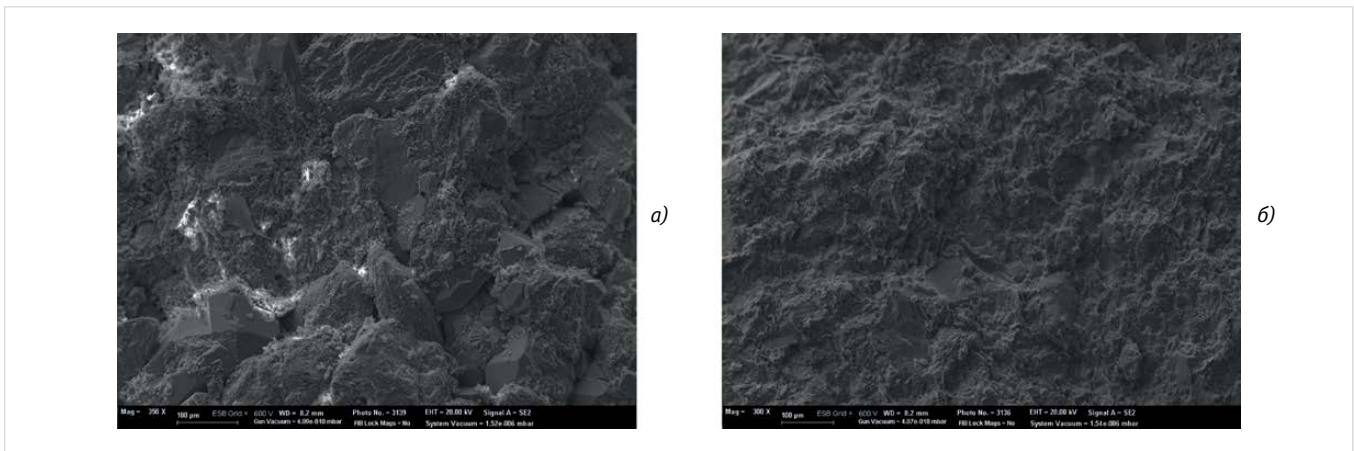


Рис. 7 — Электронно-микроскопическая фотография: а) — песчаника (образец №1); б) — алевrolита (образец №3)  
Fig. 7 — Electron microscope photography: a) — sandstone (sample №1); b) — siltstone (sample №3)

## Итоги

В результате ряда проведенных исследований, были рассмотрены литологические особенности продуктивного пласта AC5 фроловской свиты барремского яруса нижнего мела по данным изучения трех образцов кернового материала.

## Выводы

Установлено, что литологическим типом коллектора являются кварцевые граувакки с высоким содержанием углефицированной органики.

Высоким фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов способствует поровый тип цементации зерен.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта по геофизическим данным, так же как и по данным керна, ухудшаются вниз по разрезу. Снижение проницаемости и, в меньшей

степени, снижение пористости связано с развитием вторичного минералообразования. Влияние вторичных изменений приводит к отсутствию четкой дифференциации петрофизических свойств выделенных литотипов.

## Список литературы

1. Морозов В.П. Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по курсу «Литология». Казань: Казанский университет, 2010. 40 с.
2. Бжицких Т.Г., Санду С.Ф., Пулькина Н.Э. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело». Томск: Томский политехнический университет, 2008. 90 с.
3. Ханин А.А. Породы-коллекторы и их изучение. М.: Недра, 1969. 368 с.
4. Материалы, обосновывающие подсчет запасов нефти и растворенного газа Северо-Крутинского месторождения. Пласт AC-5. Книга. Текст, таблицы. Фактический материал. Сургут: СургутНИПИнефть, 2014. 93 с.
5. Плотникова И.Н., Батырбаева Р.А., Смелков В.М. Люминесцентно-битуминологический анализ: методическое пособие по выполнению анализа для бакалавров направления 05.03.01 «Геология», профиль «Геология и геохимия горючих ископаемых». Казань: Казанский университет, 2015. 24 с.
6. Ескина Г.М., Морозов В.П. Рентгенографический фазовый анализ. Учебно-методическое пособие. Казань: Казанский университет, 2010. 31 с.

## Features of litho-mineralogical consistence of frolov formation (on the example of Severo-Krutinskoe oil field)

UDC 551

### Authors:

Julia V. Kurushina — junior researcher<sup>1</sup>; [junonanik@yandex.ru](mailto:junonanik@yandex.ru)

Svetlana E. Valeeva — researcher<sup>1</sup>; [ssalun@mail.ru](mailto:ssalun@mail.ru)

Eduard I. Fakhrutdinov — assistant<sup>2</sup>; [mks-1989eduard@yandex.ru](mailto:mks-1989eduard@yandex.ru)

<sup>1</sup>IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>IGPT KFU, Kazan, Russian Federation

### Abstract

The lithological features of the productive formation AC5 in frolovskaya suite of the barremian stage of lower cretaceous, according to core material studies, selected from the potentially productive interval 2337,00–2351,00 m of production well №204 of Severo-Krutinskoe oil field are described in the article. The lithological reservoir type, zones of the deterioration of reservoir properties in connection with secondary mineral formation were set.

### Materials and methods

Optical-microscopic analysis, grain size measurement, determination of reservoir

porosity and permeability, fluorescence analysis, X-ray diffraction analysis, electron microscopy.

### Results

As a result of several studies, the lithological features of the productive formation AC5 in frolovskaya suite of the barremian stage of lower cretaceous were analyzed, according to core material of three samples.

### Conclusions

The quartzose graywackes with high content of organic coalified are considered to be the lithological types of the reservoir. Pore-filling of the grains is the reason for

high reservoir porosity and permeability.

The reservoir porosity and permeability, according to geophysical and core analysis, deteriorates downsection.

Reduced permeability and porosity reduction, to a less degree, is connected with progressing of secondary mineral formation. The influence of secondary changes is the reason for the lack of the clear differentiation of selected lithotypes petrophysical properties.

### Keywords

lithotypes, regeneration of quartz, quartzose graywackes, reservoir properties, core material

### References

1. Morozov V.P. *Uchebno-metodicheskoe posobie k laboratornym zanyatiyam po kursu "Litologiya"* [Teaching manual for laboratory exercises for the course "lithology"]. Kazan: Kazan University, 2010, 40 p.
2. Bzhitskikh T.G., Sandu S.F., Pul'kina N.E. *Opreделение fizicheskikh i fil'tratsionno- emkostnykh svoystv gornykh porod: praktikum dlya vypolneniya uchebno-nauchnykh rabot studentami napravleniya "Prikladnaya geologiya" i "Neftegazovoe delo"* [The determination of the physical and reservoir porosity and permeability of rocks: a workshop for implementation of educational-scientific works of students of the direction "Applied Geology" and "The Oil and Gas Business"]. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2008, 90 p.
3. Khanin A.A. *Porody-kollektory i ikh izucheniye* [Reservoir Rocks and their study]. Moscow: Nedra, 1969, 368 p.
4. *Materialy, obosnovyvayushchie podschet zapasov nefti i rastvorenogo gaza Severo-Krutinskogo mestorozhdeniya. Plast AS-5. Kniga. Tekst, tablitsy. Fakticheskii material* [Materials supporting the calculation of reserves of oil and dissolved gas in Severo-Krutinskoe field. Layer of AC5. Book. The text, the tables. Factual material]. Surgut: SurgutNIPIneft, 2014, 93 p.
5. Plotnikova I.N., Batyrbayeva R.A., Smelkov V.M. *Lyuminescentno-bituminologicheskii analiz: metodicheskoe posobie po vypolneniyu analiza dlya bakalavrov napravleniya 05.03.01 "Geologiya", profil' "Geologiya i geokhimiya goryuchikh iskopaemykh"* [Fluorescence analysis: Toolkit for performing analysis for bachelor's direction 05.03.01 "Geology", "Geology and Geochemistry of combustible minerals"]. Kazan: Kazan University, 2015, 24 p.
6. Eskin G.M., Morozov V.P. *Rentgenograficheskii fazovyy analiz* [X-ray diffraction analysis. Educational-methodical manual]. Kazan: Kazan University, 2010, 31 p.





## ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ХРАНЕНИЯ НАЛИВНЫХ ГРУЗОВ

Эластичные  
резервуары для  
нефтегазовой  
промышленности



Полевые склады  
горючего

- экологическая безопасность
- не требуется рекультивация земли
- не подвержены воздействию окружающей среды
- размещение на неподготовленных поверхностях
- компактность в сложенном виде
- удобная транспортировка
- быстрое развертывание
- многократность применения
- условия эксплуатации от -55 до +85 с
- срок эксплуатации 25 лет

+7(495) 783-01-67

109316, Москва,

Волгоградский пр-т, 47, офис 201



[www.poli.ru](http://www.poli.ru)

# Тектонофизические данные о природных напряжениях в области гидроразрыва газоносного пласта

Ю.Л. Ребецкий

д.ф.-м.н., зав. лабораторией<sup>1</sup>  
reb@ifz.ru

Е.М. Чесноков

д.ф.-м.н., профессор<sup>2</sup>  
emchesnok@uh.edu

С.С. Абасеев

к.ф.-м.н., зав. лабораторией<sup>3</sup>  
s\_abaseev@yahoo.com

А.А. Вихорева

к.ф.-м.н., с.н.с.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта  
Российской академии наук (ИФЗ РАН),  
Москва, Россия

<sup>2</sup>The University of Houston, Houston, USA

<sup>3</sup>Институт Сейсмологии и Физики  
Атмосферы Академии Наук Туркменистана,  
Ашхабад, Туркменистан

**Представлены результаты анализа поля микросейсм гидроразрыва пласта, выполненного для газового месторождения «Barnet» в северо-восточной части штата Техас. Выполнена инверсия цифровых записей микросейсм и получены данные не только о координатах, инициирующих микроземлетрясения, но и об их фокальных механизмах. Эти данные являлись базовыми для выполнения тектонофизической реконструкции напряжений, существовавших в глубине массива в момент гидроразрыва. Результаты реконструкции напряжений позволили получить данные**

При разработке подземных выработок горные инженеры часто сталкиваются с проблемой существования тектонического напряженного состояния. В горном деле стандартные оценки поведения массива пород в окрестности выработки предполагают тип напряженного состояния, обусловленный только действием массовых сил. Поэтому наличие в массиве дополнительных тектонических напряжений приводит к появлению нештатных ситуаций как в процессе проходки выработки, так и при ее эксплуатации.

Проблема тектонических напряжений, их величина и механизм генерации является ключевой задачей тектонофизики, физики очага землетрясений и геодинамики. В последние годы крупные достижения при изучении природных напряжений сейсмоактивных областей получены на основе метода катакластического анализа (МКА) разрывных смещений, в качестве которых рассматриваются сколовые трещины или механизмы очагов землетрясений [1–3]. Таким образом, данный метод применим как для оценки параметров современного напряженного состояния по данным о механизмах очагов землетрясений, так и для анализа палеонапряжений, когда для их реконструкции используются данные о зеркалах скольжения, полученные в геологических обнажениях [4].

В основе всех тектонофизических методов реконструкции природных напряжений лежат данные о совокупности разрывных смещений, распределенной в объеме геологической среды. Это обстоятельство говорит о том, что результатом применения этих методов являются параметры тензора некоторых средних напряжений. При этом усреднение напряженного состояния осуществляется в два этапа. Первичное усреднение происходит из-за того, что в качестве исходных данных используется приближение реальных неплоских трещин плоской поверхностью, а неравномерное смещение бортов трещины вдоль этой поверхности заменяется на среднее смещение. Чем больше размер трещины, тем больше линейный масштаб усреднения напряжений данной трещины. Таким образом, каждую трещину (очаг землетрясения) следует рассматривать как определенный интеграл напряженного состояния. Второй этап усреднения напряжений возникает из-за того, что в расчетах напряжений используется совокупность разрывных смещений, распределенных в некотором объеме геологической среды. Чем больше площадь, на которой реализованы анализируемые в МКА разрывные смещения, тем больше линейный масштаб усреднения напряжений. Очевидно, что существует взаимосвязь между двумя рассмотренными здесь масштабами усреднения.

В настоящий момент основными объектами исследований в рамках МКА являлись сейсмоактивные области, для которых имелись

данные о механизмах очагов землетрясений. При этом масштаб усреднения напряжений зависел от магнитудного диапазона используемых землетрясений. В тех случаях, когда использовались данные глобальных каталогов механизмов очагов землетрясений (Global CMT Project) [5], речь шла о магнитудном диапазоне  $4.0 < M_w < 6.5$ . Для него усреднение напряжений осуществлялось в латеральном масштабе 30–70 км и в пределах глубины всего сейсмоактивного слоя коры (20–50 км). В случаях использования региональных каталогов: JMA для Японии, Э. Хаукссона для Калифорнии (США), для которых диапазон магнитуд землетрясений в каталогах механизмов очагов составлял соответственно  $2.5 < M_w < 5.5$  и  $1.5 < M_w < 4.5$ , речь шла о масштабе усреднения напряжений в 10–20 км и 3–8 км [1, 5].

Приведенный ряд разных масштабов усреднения реконструированных напряжений показывает перспективность данного метода и для изучения напряжений в масштабах отдельных месторождений в первые километры, если для них существуют каталоги механизмов очагов микроземлетрясений с магнитудами  $M_w < 0$ .

## Исходные данные о макротрещинах — микроземлетрясениях

**Каталог микроземлетрясений.** При разработке газового месторождения «Barnet» в северо-восточной части штата Техас компанией Девон возникла необходимость осуществления гидроразрыва пласта с целью повышения эффективности добычи газа. Было решено осуществлять гидроразрыв на скважине «Dollie Thorell A4» в условиях наблюдения за характером глубинного разрушения. С этой целью в одну из рядом расположенных скважин был опущен измерительный комплекс в виде штанги-трубы, состоящей из 12 цифровых широкополосных трехкомпонентных сейсмических станций. Штанга-труба была опущена на наблюдательную скважину на глубину около 2135 м. Наблюдательная скважина отстояла от нагнетательной скважины, создававшей гидроразрыв, на расстояние около 488 м. Гидроразрыв массива осуществлялся на глубине 2135–2288 м. Следует отметить, что существенным осложняющим фактором интерпретации сейсмических записей являлась высокая степень неоднородности геологической среды района месторождения. Здесь имело место чередование глинистых слоев: известняка, аргелитов и алевролитов (шеллы), с мощностями отдельных слоев от первых метров до десятков метров.

Процедура определения гипоцентров необходимо включала в себя этап выделения записей гидроразрывных микроземлетрясений (информативные участки) на сводных сейсмограммах непрерывных цифровых записей трехкомпонентных станций.

**об ориентации осей главных напряжений, о характере геодинамического режима и об относительном уровне эффективного давления массива в области гидроразрыва. На основе поля напряжений выявлены участки резкой смены типов геодинамического режима, которые могут отвечать крупным глубинным разрывным нарушениям и области повышенной прочности массива.**

#### Материалы и методы

Данные о микросейсмях в результате гидроразрыва. Тектонофизический метод реконструкции природных напряжений по данным о разрывных смещениях.

#### Ключевые слова

напряжения, фокальные механизмы, микроземлетрясения, гидроразрыв

Особенностью рассматриваемой задачи являлось определение гипоцентров для вертикальной скважины наблюдения. Задача решалась на основе опыта сейсмологических исследований гипоцентров землетрясений на малых сейсмических сетях станций (предельный случай одна станция). Указанная конфигурация «источник–приемники», в предположении о пренебрежимо слабой горизонтальной неоднородности трансверсально-изотропной среды, допускает пошаговое понижение размерности в пространстве поиска с цилиндрической системой координат, а именно, на первом шаге (i) позволяет определить положение источника в проекции на плоскость «эпицентральное расстояние–глубина», а на втором, заключительном шаге (ii), — получить оценку азимута на эпицентр (i). Положение сейсмического источника в подпространстве «эпицентральное расстояние–глубина», а также соответствующее время в очаге (время начала текущего разрывообразования), определяем по эффекту максимальной фокусировки специальных импульсных представлений, мигрируемых от сейсмостанций к пробным решениям в узлах двумерной сетки, заданной в пределах сканируемого участка (ii). Вступления Р-волн по сейсмопрофилю, однозначно определяемые по найденной на предыдущем шаге проекции источника на плоскость «эпицентральное расстояние–глубина», служат основой для получения оценки азимута ( $\varphi$ ) на эпицентр по положению абсолютного максимума на графике суммы гистограмм распределения «мгновенных» поляризаций Р-волны во временных окнах соответствующих первых вступлений по всему измерительному комплексу. В результате выполнения (i), (ii), получаем гипоцентр ( $R$ ,  $h$ ,  $\varphi$ ) и время в очаге ( $t_0$ ) текущего гидроразрывного микроземлетрясения.

В результате обработки сейсмических записей процесса гидроразрыва удалось выделить более 1600 событий, энергетический диапазон которых в классах составил:  $-5 < K < 0.8$ . При масштабировании событий по энергии использовались сейсмическая запись взрыва, выполненного в продуктивном слое (a single perfo-shot). Этому диапазону микроземлетрясений отвечали трещины от первых десятков сантиметров до десятков метров, а область, охваченная трещинообразованием, имела геометрические размеры порядка  $900 \times 200 \times 100$  м. Наиболее представительным по числу событий является диапазон классов от -4 до -2. График зависимости числа событий от магнитуды близок к линейному при  $K > -2$ . Диапазон глубин повышенного трещинообразования отвечал 2227–2257 м, где произошло более 70% событий. Трещинообразование резко прерывалось при уменьшении глубины и более плавно снижалось с увеличением глубины.

**О кинематическом типе макротрещин.** При обработке сейсмических записей в процессе создания каталога механизмов очагов микроземлетрясений была использована модель очага в виде двойного диполя. В каталоге, полученном с такой модели разрывообразования, сбросам отвечало 6,2% событий, сдвигам по простиранью — 28,3% событий, взбросам — 10,8% событий. Еще 12,1% и 5,4% событий отвечало сочетанию сдвига со сбросами и взбросами соответственно. 37,2% событий отвечало взрзу (субвертикальная ориентации трещины) или пологим надвигам. Распределение микро-землетрясений с разными типами механизмов очагов представлены на рис. 1. В верхнем левом углу сверху вниз показаны диаграммы распределения числа событий (вертикальная ось) в интервалах: времени, магнитуд, глубин (горизонтальная ось). Шкала времени в секундах, шкала глубин в футах. В правом нижнем углу показана шкала размеров механизмов очагов землетрясений в магнитудах и распределение числа событий (вертикальная ось) по кинематическим типам разрывов (горизонтальная ось), представленное в процентах для шести энергетических диапазонов  $K$ : 1 – 0, 0 – -1, -1 – -2, -2 – -3, -3 – -4, -4 – -5, которым отвечали ломаные линии со значениями середин этих диапазонов 0.5, -0.5, -1.5, -2.5, -3.5, -4.5 соответственно: 1 – сбросы, 2 – сбросы со сдвигом, 3 – сдвиги по простиранью; 4 – взбросы со сдвигами, 5 – взбросы, 6 – взрезы. Здесь также показано в процентах число событий каждого из указанных выше шести кинематических типов разрывов отдельно для каждого из шести диапазонов магнитуд. Как видно, все ломаные линии имеют максимум для сдвигов по простиранью и взрезам. Характер изменения этих линий можно определить достаточно похожим. Наибольшие отклонения (пересечение средних значений) от подобия наблюдаются для больших (0,5, -0,5) и малых (-4,5) магнитудных диапазонов.

Анализ распределения механизмов в пространстве области гидроразрыва показал определенно большее сосредоточение сбросов вблизи нагнетательной скважины (0–92 м). Несколько увеличено число взбросов на небольшом удалении (92–305 м) от нагнетательной скважины. Сдвиги по простиранью имеют провал в представительности на расстоянии 305–457 м от нагнетательной скважины. Тестирование каталога показало его

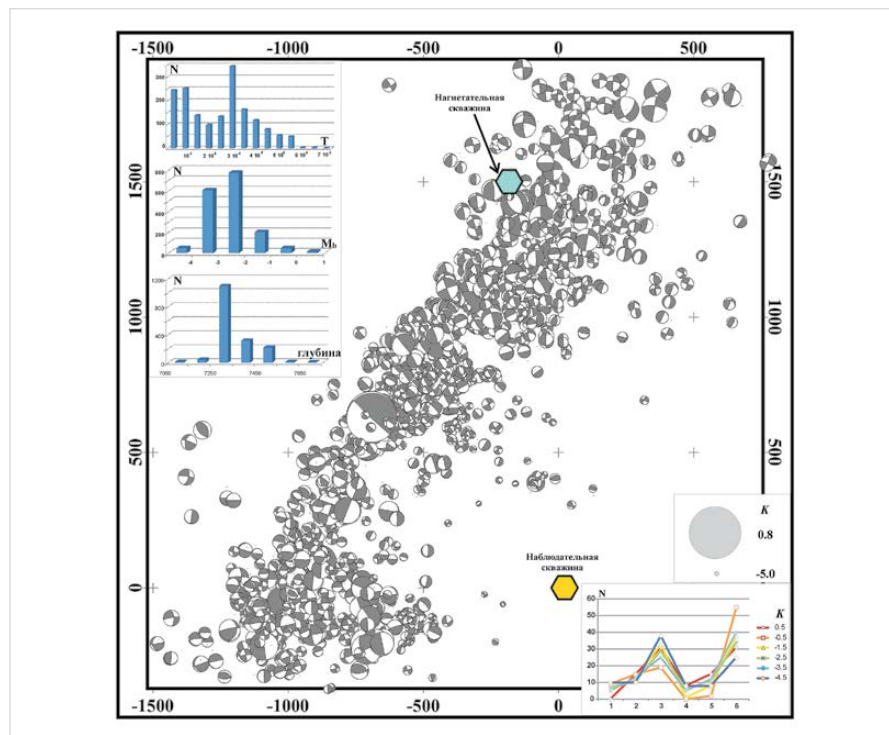


Рис. 1 — Механизмы очагов микроземлетрясений (двойной диполь), положение нагнетательной и наблюдательной скважин (пятиугольник)

Fig. 1 — The mechanism of micro-earthquakes focus (double-couple), location of injection well and monitoring well (pentagon)

неоднородность по вариабильности механизмов очагов микроземлетрясений в локальных участках исследуемой области и зависимость этой вариабильности от энергетического класса событий. Это свидетельствует о разной достоверности определений механизмов: для диапазона низких энергий достоверность механизмов оказалась ниже. Кроме того, данные о механизмах очагов сами являются интегрантами напряженного состояния и они несут информацию о средних напряжениях разных масштабов усреднения. Одновременный расчет напряжений при учете событий, сильно различающихся по энергии, дает плохой результат, т.к. такие события несут информацию о напряжениях разного иерархического уровня. Поэтому по результатам анализа каталога механизмов очагов микроземлетрясений для расчета напряжений были созданы три каталога с разным диапазоном энергий по  $K$ : 1) от -3.0 до -1.0; 2) -2.0 – 0.0; 3) от -1.5 до 0.8. В каждом из каталогов насчитывалось соответственно по 127, 255, 989 событий.

### Тектонофизическая реконструкция напряжений

Надо иметь в виду, что стандартно данные о напряженном состоянии в глубине месторождений получают на основе обследования

формы скважины и методом каротажа скважин (например, [6–8]). С одной стороны, эти методы позволяют оценить некоторые параметры тензора напряжений в масштабе размеров скважины в непосредственной близости от нее (десятки сантиметров). Но, с другой стороны, анализ характера изменений напряжений вдоль скважины по глубине позволяет расширить область прогноза напряженного состояния на первые десятки и даже сотни метров от скважины. При этом надо понимать, что подобный прогноз опирается, прежде всего, на определенную горизонтальную однородность геосреды, т.е. игнорируются глубинные разрывы.

Естественно, что подобные данные, полученные до гидроразрыва, дают информацию о локальном напряженном состоянии, существующем длительное время в окрестности скважины до ее заложения. Эти данные необходимы для прогноза характера разрывных нарушений, формирующихся в процессе гидроразрыва. Сами данные о гипоцентрах макротрещин, образующихся в процессе создания гидроразрыва и фиксируемые по результатам сейсмических наблюдений, обычно используют только для определения объема разрушений в глубинном пласте. Локализация очагов микроземлетрясений

позволяет выделить участки пониженной прочности в глубине горного массива — разломы, что важно для последующей эксплуатации месторождения.

Получение данных о механизмах очагов микроземлетрясений, возникающих при гидроразрыве при обеспечении надежности этих определений, может существенно расширить возможности интерпретации глубинного состояния горного массива. Оценка параметров напряженного состояния массива, опирающаяся на эти данные, дает возможность идентифицировать плоскость макротрещины микроземлетрясения и более надежно выделять крупные разрывные структуры месторождения.

**Результаты реконструкции напряжений.** Выполненная реконструкция параметров напряженного состояния опиралась на алгоритмы двух первых этапов МКА, т.е. определялись параметры эллипсоида напряжений и нормированные значения эффективного давления и максимального касательного напряжения. Важно отметить, что для каталога наиболее высоких магнитуд (-1.5 – 0.8) из 127 событий 109 участвовало в расчете напряжений. Только 18 событий не удовлетворяли критериям МКА и не были включены ни в одну из однородных выборок механизмов очагов землетрясений. Такой же высокий процент эффективности наблюдался для каталога -2.0 – 0.0, где из 255 событий 246 участвовало в создании хотя бы одной однородной выборки. Совершенно иная ситуация наблюдалась для каталога с диапазоном магнитуд -3.0 – -1.0. Здесь из 989 событий только 550 событий было включено в однородные выборки землетрясений и участвовало в определении напряженного состояния. Таким образом, для магнитудного диапазона -3.0 – -1.0 (масштаб усреднения напряжений 5–10 м), среда выглядит достаточно сильно фрагментируемой. В масштабе усреднения 30–50 м (каталог -1.5 – 0.8) геосреда более связная.

На рис. 2 показана ориентация двух главных осей напряжений, построенных в направлении их погружения. На картах совмещены результаты реконструкции для каталогов механизмов очагов землетрясений трех энергетических диапазонов  $K$  слева направо: -1.5 – 0.8 (I); -2.0 – 0.0 (II); -3.0 – -1.0 (III). Вверху, рядом с нагнетательной скважиной, для каждого каталога показаны роза-диаграммы преимущественного простирания и угла погружения соответствующей оси главного напряжения. Как видно из этих рисунков, наиболее устойчивым по ориентации выглядит поле напряжений для каталогов -2.0 – 0.0 и -1.5 – 0.8. Существует также большое сходство результатов расчетов между этими двумя каталогами. Согласно роза-диаграммам, наиболее представительной является азимутальная ориентация  $10^\circ$  и  $225^\circ$  для напряжения максимального растяжения при погружении  $30\text{--}45^\circ$  и  $90^\circ$ ,  $250^\circ$  для напряжения максимального сжатия при погружении  $15\text{--}250^\circ$ . По данным этих каталогов, выделяется четыре зоны разных режимов, напряженного состояния: ближняя, расположенная в окрестности нагнетательной скважины (в радиусе около 914 м); две средние, граница между которыми расположена на расстоянии около 243–274 м от нагнетательной скважины; дальняя, начинающаяся

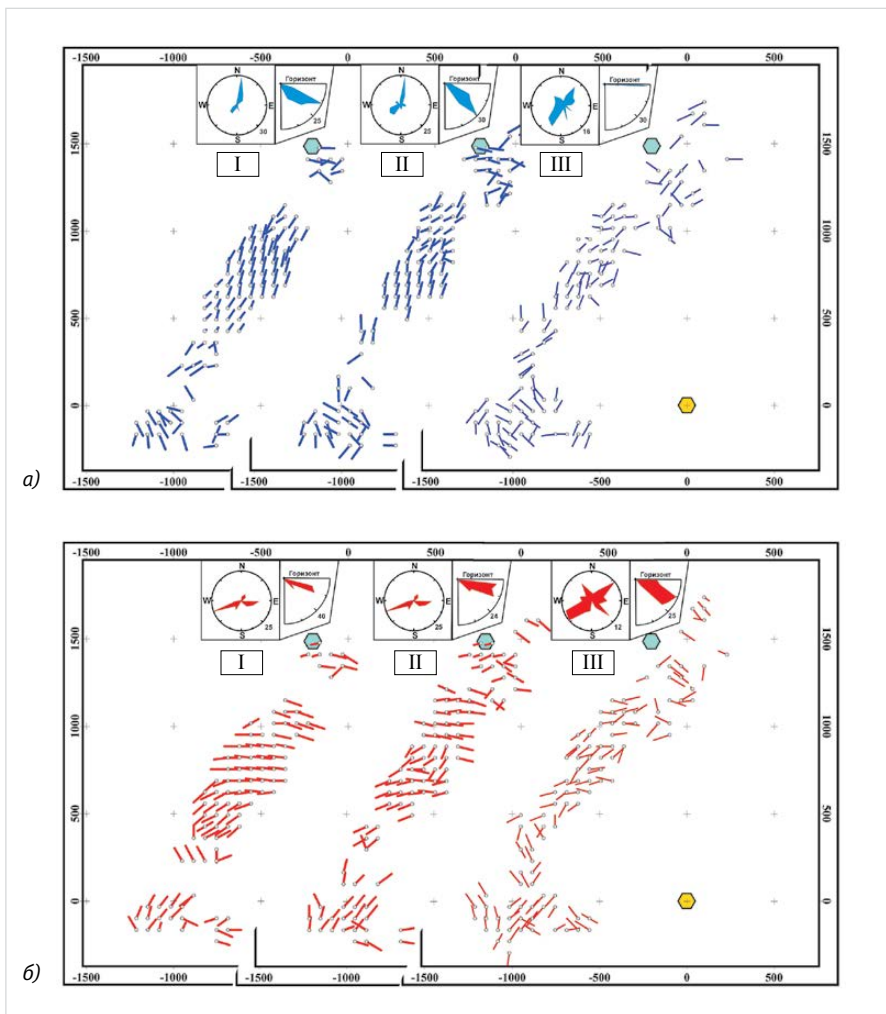


Рис. 2 — Ориентация проекций на горизонтальную плоскость осей главных напряжений, построенных в направлении погружения: а) алгебраически максимальные (девиаторное растяжение); б) алгебраически минимальные (максимальное сжатие)

Fig. 2 — Orientation of projections onto the horizontal plane of the plunge of principal stress axes: а) algebraically maximal (deviatoric extension); B) algebraically minimal (maximal compression)

на расстоянии около 426–457 м от нагнетательной скважины. Наиболее устойчивая ориентация осей главных напряжений (даже для диапазона малых магнитуд) наблюдается в двух средних зонах.

Ближняя и дальняя зоны отделяются от средних зон узкими областями, для которых практически отсутствуют данные о напряжениях. Если посмотреть на карту эпицентров микроземлетрясений (рис. 1), то можно увидеть, что здесь действительно наблюдается некоторое уменьшение числа событий, но при этом их вполне достаточно для получения данных о напряжениях. Отсутствие здесь результата расчетов для данных каталогов говорит о том, что в этих участках происходит не просто резкая смена ориентации осей главных напряжений. Этот вывод можно сделать из того факта, что достаточно резкие смены ориентации осей главных напряжений присутствуют и внутри двух смежных средних зон. При этом здесь не наблюдается пробела в результатах расчетов. Отсутствие результатов расчетов вдоль границ средних зон свидетельствует, что здесь не просто изменяется напряженное состояние вдоль узких зон — разломов, а имеет место объемная катастрофа в геологической среде, когда она настолько дезинтегрирована, что на определенных масштабах не удается подобрать параметры тензора напряжений, удовлетворяющие наблюдаемым разрывным смещениям.

Для каталога -3.0 – -1.0 результаты расчетов дали более вариативные ориентации главных осей. При этом можно найти большое число совпадений этих данных с данными каталогов более высоких магнитуд. Сравнение результатов этих каталогов по геодинамическому типу напряженного состояния (рис. 3, а) показывает, что вблизи нагнетательной скважины они все дают большое число определений горизонтального растяжения. Также уверенное представительство горизонтального растяжения показывают каталоги высоких магнитуд в дальней зоне. В средних зонах наблюдаются режимы горизонтального сжатия и горизонтального сдвига. При этом обстановки горизонтального сжатия и сдвига в этих каталогах меняются местами. Каталог низких магнитуд дает большой разброс в типах геодинамических режимов в ближней и дальней зонах, что свидетельствует о большей фрагментированности этих участков в сравнении с со средними зонами.

На рис. 3, б показано распределение в области гидроразрыва нормированной величины всестороннего эффективного давления, действующего в породах. Напомним, что эффективное давление представляет собой разницу между давлением в твердом скелете пород и давлением жидкости (флюида) в трещинно-поровом пространстве. Наиболее представительным является значение этой безразмерной величины 4–7. Максимальные значения достигают 10–16. Эффективное давление в пространстве между скважинами распределено неравномерно. Существуют зоны повышенных и пониженных его значений, сменяющие друг друга по мере удаления от нагнетательной скважины. Для всех каталогов наблюдается низкий уровень этого давления вблизи нагнетательной скважины. Это вполне ожидаемо, т.к. эффективное давление представляет собой разность

между тектоническим давлением и давлением флюида в трещинно-поровом пространстве горного массива. Далее в первой части средней зоны все каталоги показывают зону повышенного давления. Особенно это четко видно для каталога -2.0 – -0.0. Дальняя зона вместе с примыкающей к ней участком средней зоны имеет пониженный уровень эффективного давления.

Нормировка эффективного давления выполнялась на прочность сцепления пород (cohesion). Если предположить, что прочность сцепления равна 5 МПа, то в области высокой интенсивности эффективного давления будет наблюдаться значения 40–60 МПа. Вблизи нагнетательных скважин эффективное давление падает до 10 МПа.

На рис. 4 отражена схема, иллюстрирующая возможности выбора на диаграмме Мора нодальной плоскости в качестве реализованного разрыва ( $\sigma_i^*$ ,  $i = 1, 2, 3$  — эффективные главные напряжения, с учетом влияния флюида,  $\tau_j$  — прочность сцепления). Отрицательные значения нормальных напряжений  $\sigma_{пл}^*$ , действующие на плоскости трещины — разлома, откладываются направо (растяжение — положительно). Область внутри большого круга Мора, отсекаемая малыми кругами Мора, — возможные

напряженные состояния, в которых могут располагаться точки, отвечающие нормальному и касательному напряжениям на произвольно ориентированной плоскости. Верхняя линия, касающаяся большого круга Мора, — предел хрупкой прочности пород, нижняя пунктирная линия — минимальное сопротивление сухого трения, область, заключенная между этими линиями — полоса критического состояния, здесь располагаются точки с положительными значениями кулоновых напряжений. Желтый пятиугольник (точка С), — плоскости максимального кулонового напряжения, а желтый квадрат (точка А) — максимального касательного напряжения. Кружочки в полосе разрушения отвечают напряженным состояниям на реализованных разрывах (интенсивность красной заливки определяет интенсивность кулоновых напряжений). Треугольнички с зеленой заливкой отвечают напряженным состояниям на дополнительной нодальной плоскости для трех разрывов с наибольшими кулоновыми напряжениями (точки с ярко-красной заливкой).

Представленные на рис. 3 результаты вместе с данными рис. 4 позволяют сделать вывод, что в средней части области гидроразрыва существует зона повышенного

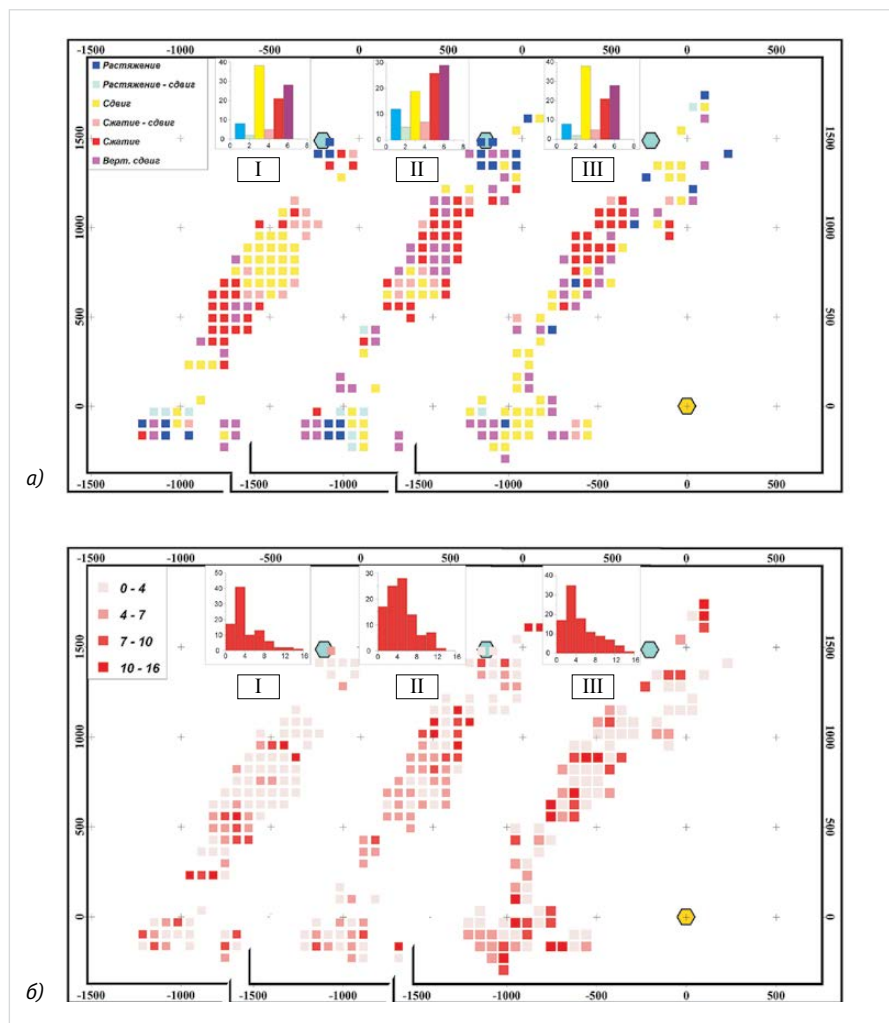


Рис. 3 — Распределение геодинамического типа напряженного состояния (а) и величины нормированного на прочность сцепления пород эффективного давления (б)  
 Fig. 3 — Distribution of the geodynamic type of the stressed state (а) and the value of the effective pressure normalized for the strength of the cohesion (б)

давления, создающая препятствие для перераспределения флюида в латеральном направлении.

**О прогнозе морфологии трещин гидроразрыва.** При гидроразрыве важно знать, как ориентированы плоскости множества мелких трещин, гипоцентры которых выделяются в виде микроземлетрясений. Тектонофизические методы способствуют решению этой проблемы. Такая возможность связана с тем фактом, что в горных породах за формирование сколового разрушения отвечает не только уровень касательных напряжений, но и интенсивность нормальных напряжений, определяющих уровень сил трения [9]. Следствием этого является стремление точек, характеризующих на диаграмме Мора напряженное состояние на плоскости разрыва, приблизиться к линии предела хрупкой прочности, к точке скалывания горных пород (желтый пятиугольник на рис. 4). В МКА выбор реализованной плоскости в очаге землетрясения происходит на основе гипотезы о максимуме кулоновых напряжений [3, 10].

Отметим, что в МКА на диаграмме Мора (параметрическая область касательных и нормальных напряжений на произвольно ориентированных плоскостях, в том числе, и плоскостях трещин) выполняется анализ напряжений, действующих на плоскости разрывов из однородной выборки [10, 11]. При этом используются результаты экспериментов по хрупкому разрушению образцов горных пород [9, 12, 13], показавшие, что катакластическое деформирование исходно трещиноватой геосреды на диаграмме Мора определяется полосой, заключенной между линией предела прочности и линией минимального сопротивления сухого трения (рис. 4).

На рис. 4 на диаграмме Мора показаны три точки ярко-красной заливки, которые ближе всего расположены к точке максимума кулоновых напряжений (желтый пятиугольник). Эти точки определяют значения нормальных и касательных напряжений на трех плоскостях, которые на некоторые не

очень большие углы отклонены от плоскости скалывания горных пород. Если допустить, что эти точки характеризуют сейсмические разрывы и их плоскости являются одной из двух нодальных плоскостей механизма очага землетрясения, то для них можно построить положение трех точек, определяющих напряжения на дополнительных нодальных плоскостях (нормаль к плоскости совпадает с вектором скольжения реализованного разрыва). Полученные точки показаны на рис. 4 в виде зеленых треугольников. Они окажутся ниже линии сухого трения, в области высокого уровня нормальных напряжений сжатия. Здесь даже готовые разрывы не могут испытывать смещения бортов из-за высокого уровня сил поверхностного трения.

Установлено, что в области гидроразрыва пласта на скважине Dollie Thorell A4 существуют как субвертикальные, так и субгоризонтальные трещины сдвига. Эти трещины следует рассматривать как первичные структуры разрушения, возникающие/активизирующиеся из-за снижения сил трения на их поверхностях. Как показывают эксперименты на образцах горных пород, в концах таких трещин формируются трещины отрыва. Эти вторичного генезиса отрывные трещины являются макроскопическими участками, которые будут насыщаться газом.

#### Итоги

Для скважины Dollie Thorell A4 газового месторождения «Варнет» установлено, что в области гидроразрыва имело место сочетание нескольких геодинамических типов напряженного состояния.

#### Выводы

Показано, что тектонофизические методы обработки данных о механизмах микроземлетрясений позволяют получать сведения о параметрах напряженного состояния пласта в момент гидроразрыва. Эта информация может быть использована для определения характера разрывной структуры, формирующейся в процессе гидроразрыва.

#### Список литературы

1. Ребецкий Ю.Л. Тектонические напряжения и прочность горных массивов. М.: Академкнига, 2007. 406 с.
2. Ребецкий Ю.Л., Кучай О.А., Маринин А.В. Напряженное состояние и деформации земной коры Алтае-Саян // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 2. С. 271–291.
3. Rebetsky Yu.L., Sycheva N.A., Kuchay O.A., Tatevossian R.E. Development of inversion methods on fault slip data. Stress state in orogenes of the central Asia // Tectonophysics. 2012. Vol. 581. pp. 114–131.
4. Ребецкий Ю.Л., Сим Л.А., Лунина О.В., Дзюба И.А. Приложение метода катакластического анализа сколов к реконструкции палеонапряжений. Труды тектонического совещания, Академгородок, Новосибирск, 1-5 февраля 2004, Новосибирск. 2004. С. 103–106.
5. Rebetsky Yu.L., Polets A.Yu., Zlobin T.K. The state of stress in the Earth's crust along the northwestern flank of the Pacific seismic focal zone before the Tohoku earthquake of 11 March 2011 // Tectonophysics. 2016. Vol. 685. pp. 60–76.
6. Etchecopar A., Vasseur G., Daignieres M. An inverse problem in microtectonics for the determination of stress tensors from fault striation analysis // Journal of Structural Geology. 1981. Vol. 3. №3. pp. 51–65.
7. Lal M. Shale stability: Drilling fluid interaction and shale strength. SPE 54356 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference (Caracas, 21–23 April 1999). Caracas. 1999. 8 p.
8. Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations. SPE Drilling & Completion. SPE 56017. 2001. Vol. 16. №2. pp. 68–73.
9. Byerlee J. D. Friction of Rocks // Pure and applied geophysics. 1978. Vol. 116. №4. pp. 615–626.
10. Ребецкий Ю.Л. Развитие метода катакластического анализа сколов для оценки величин тектонических напряжений. Доклад РАН. 2003. Т. 3 №2. С. 237–241.
11. Ребецкий Ю.Л. Оценка относительных величин напряжений – второй этап реконструкции по данным о разрывных смещениях // Геофизический журнал. Киев. 2005. Т. 27. №1. С. 39–54.
12. Mogi K. Pressure dependence of rock strength and transition from brittle fracture to ductile flow // Bul. Earth. Res. In. Univ. Tokyo. 1966. Vol. 44. pp. 215–232.
13. Brace W.F. Laboratory studies of stick-slip and their application to earthquakes // Tectonophysics. 1972. Vol. 14. №3–4. pp. 189–200.

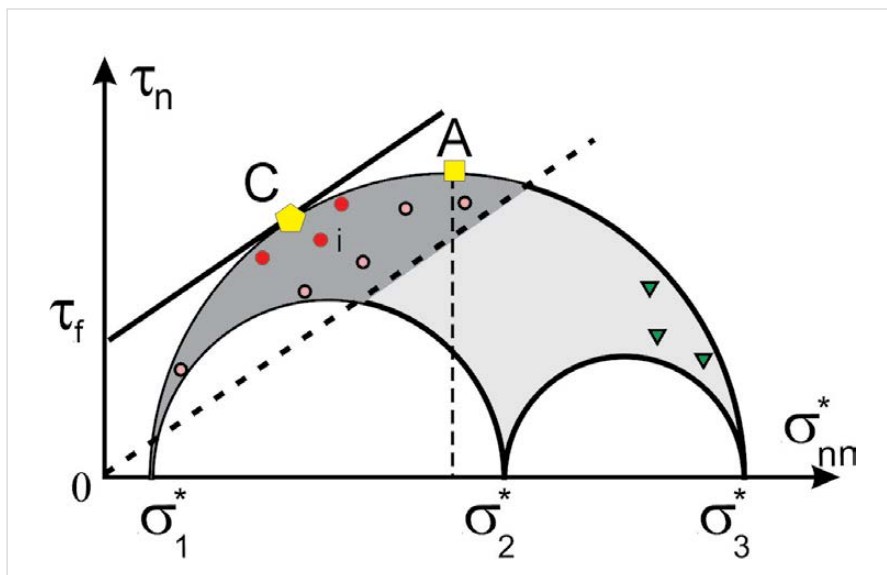


Рис. 4 — Схема, иллюстрирующая возможности выбора на диаграмме Мора нодальной плоскости в качестве реализованного разрыва  
Fig. 4 — Diagram illustrating the options of selecting on the Mohr diagram of the nodal plane as the realized fault

## Tectonophysical data on natural stress in the field of hydraulic fracturing of gas producing formation

### Authors:

**Yury L. Rebetsky** — Sc.D., head of laboratory<sup>1</sup>; reb@ifz.ru

**Evgeniy M. Chesnokov** — Sc.D., professor<sup>2</sup>; emchesno@Central.UH.EDU

**Sergey S. Abaseev** — Ph.D., head of laboratory<sup>3</sup>; s\_abaseev@yahoo.com

**Alexandra A. Vihoreva** — Ph.D., researcher<sup>1</sup>

<sup>1</sup>IPE RAS, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>The University of Houston, Houston, Unites States of America

<sup>3</sup>The Institute of Seismology and Atmospheric Physics of the Academy of Sciences of Turkmenistan, Ashgabat, Turkmenistan

### Abstract

The results of the analysis of the field of microseismic fracturing of a formation made for the gas field "Barnet" in the northeastern part of Texas are presented.

The inversion of digital records of microseisms has been performed and data have been obtained not only about the coordinates of initiating micro-earthquakes, but also their focal mechanisms of cracks.

These data were the basis for carrying out tectonophysical reconstruction of the stresses that existed in the depth of the massif at the time of Hydrofracturing.

The results of stress reconstruction allowed obtaining data on the orientation of the axes of the principal stresses, the nature of the

geodynamic regime, and the relative level of the effective pressure of the massif in the fracturing region.

On the basis of the stress field, areas of a sharp change in the types of geodynamic regime that can respond to large deep discontinuous disturbances and areas of increased strength of the massif are identified.

### Materials and methods

Data on microseisms due to hydraulic fracturing. Tectonophysical method of natural stress reconstruction from data on discontinuous displacements.

### Results

For the Dollie Thorell A4 well of the Barnet gas field, it has been found that in the field of

hydraulic fracturing a combination of several geodynamic types of stress state occurred.

### Conclusions

It is shown that tectonophysical methods of data processing and mechanisms of micro-earthquakes allow obtaining information on the parameters of the stressed state of the formation at the time of hydraulic fracturing. This information can be used to determine the nature of the fracture structure that forms during the fracturing process.

### Keywords

stress, focal mechanisms, micro-earthquakes, hydraulic fracturing

### References

1. Rebetskiy Yu.L. *Tektonicheskoe napryazheniya i prochnost' gornyykh massivov* [Tectonic stress and strength of rock]. Moscow: *Akademkniga*, 2007, 406 p.
2. Rebetskiy Yu.L., Kuchay O.A., Marinin A.V. *Napryazhennoe sostoyanie i deformatsii zemnoy kory Altae-Sayan* [Stress state and deformation of the Earth's crust in the Altai-Sayan mountain region]. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, Vol. 54, issue 2, pp. 271–291.
3. Rebetskiy Yu.L., Sycheva N.A., Kuchay O.A., Tatevossian R.E. Development of inversion methods on fault slip data. Stress state in orogenes of the central Asia // *Tectonophysics*, 2012, Vol. 581, pp. 114–131.
4. Rebetskiy Yu.L., Sim L.A., Lunina O.V., Dzyuba I.A. *Prilozhenie metoda kataklasticheskogo analiza skolov k rekonstruktsii paleonapryazheniy* [Application of the method of cataclastic analysis faults for paleostress reconstructions]. *Trudy tektonicheskogo soveshchaniya, Akadempododok*, 1–5 February, 2004, Novosibirsk, 2004, pp. 103–106.
5. Rebetskiy Yu.L., Polets A.Yu., Zlobin T.K. The state of stress in the Earth's crust along the northwestern flank of the Pacific seismic focal zone before the Tohoku earthquake of 11 March 2011 // *Tectonophysics*, 2016, Vol. 685, pp. 60–76.
6. Etchecopar A., Vasseur G, Daignieres M. An inverse problem in microtectonics for the determination of stress tensors from fault striation analysis // *Journal of Structural Geology*, 1981, Vol. 3, issue 3, pp. 51–65.
7. Lal M. Shale stability: Drilling fluid interaction and shale strength. SPE 54356 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference (Caracas, 21–23 April 1999), Caracas, 1999, 8 p.
8. Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations. SPE Drilling & Completion, SPE 56017, 2001, Vol. 16, issue 2, pp. 68–73.
9. Byerlee J. D. Friction of Rocks // *Pure and applied geophysics*. 1978, Vol. 116, issue 4, pp. 615–626.
10. Rebetskiy Yu.L. *Razvitie metoda kataklasticheskogo analiza skolov dlya otsenki velichin tektonicheskikh napryazheniy* [Development of the Method of Cataclastic Analysis of Shear Fractures for Tectonic Stress Estimation]. *Proceedings of Earth Sciences*, 2003, Vol. 388, issue 1, pp. 72–76.
11. Rebetskiy Yu.L. *Otsenka odnositel'nykh velichin napryazheniy – vtoroy etap rekonstruktsii po dannym o razryvnykh smeshcheniy* [Estimation of stress magnitude. Second stage of stress reconstruction on the base of slip fault set]. *Geofizicheskiy zhurnal*, Kiev, 2005, Vol. 27, issue 1, pp. 39–54.
12. Mogi K. Pressure dependence of rock strength and transition from brittle fracture to ductile flow // *Bul. Earth. Res. In. Univ. Tokyo*, 1966, Vol. 44, pp. 215–232.
13. Brace W.F. Laboratory studies of stick-slip and their application to earthquakes // *Tectonophysics*, 1972, Vol. 14, issue 3–4, pp. 189–200.

# Развитие технологии оценки остаточной газонасыщенности в обводнившихся газовых скважинах на основе многозондового нейтронного каротажа

**И.А. Зинченко**

к.т.н., начальник Управления 307/5<sup>1</sup>  
[I.Zinchenko@adm.gazprom.ru](mailto:I.Zinchenko@adm.gazprom.ru)

**С.А. Кирсанов**

к.т.н., заместитель начальника Управления 307/5<sup>1</sup>  
[S.Kirsanov@adm.gazprom.ru](mailto:S.Kirsanov@adm.gazprom.ru)

**С.А. Егурцов**

генеральный директор<sup>2</sup>  
[s.egurtsov@iogt.ru](mailto:s.egurtsov@iogt.ru)

**Ю.В. Иванов**

к.т.н., заместитель генерального директора по производству<sup>2</sup>  
[y.ivanov@iogt.ru](mailto:y.ivanov@iogt.ru)

**А.И. Лысенков**

к.т.н., начальник отдела промышленной геологии<sup>2</sup>  
[a.lysenkov@bk.ru](mailto:a.lysenkov@bk.ru)

<sup>1</sup>ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия  
<sup>2</sup>ООО «ИНГТ», Москва, Россия

**Для газовых месторождений одной из актуальных задач является определение текущей газонасыщенности коллекторов с целью оценки равномерности выработки запасов по объему залежи, оценки остаточных запасов газа в обводнившихся продуктивных отложениях для технико-экономического обоснования целесообразности их извлечения. Особенно актуальной эта задача стала в связи с введением с 1 января 2016 г. новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, главной отличительной особенностью которой является экономическая оценка освоения запасов углеводородов. В статье изложены результаты дальнейшего развития инновационной технологии разноглубинного зондирования прискважинной части коллекторов комплексом нейтронных методов СНГК и ННК в геолого-технических условиях газовых скважин, находящихся на поздней стадии разработки.**

Для поздней стадии разработки газовых месторождений характерны следующие основные изменения:

- вынос песка из слабосцементированных коллекторов;
- образование газогидратов в поровом пространстве коллектора;
- появление в интервале перфорации новообразований, не свойственных для начальной стадии разработки, связанных с техногенными воздействиями на интервал перфорации.

Вышеперечисленные изменения в прискважинной зоне газонасыщенных коллекторов оказывают существенно негативное влияние на результаты определения реального характера их насыщения с применением известных ядерно-физических методов — С/О-каротажа, импульсного нейтронного каротажа (ИНК), нашедших достаточно широкое применение ввиду отсутствия до последнего времени других методов. Однако, С/О-каротаж практически не применим для определения газонасыщенности коллекторов газовых скважин ввиду малой плотности газа. ИНК отражает лишь усреднённую характеристику по газонасыщенности прискважинной зоны коллектора при существенном влиянии глинистости коллектора.

На российском рынке известны попытки продвижения технологии нейтронного каротажа Quad Neutron technology фирмы Roke Technologies Ltd. (Канада). Технология реализована на базе интегральной двух зондовой модификации метода 2НГК и двухзондовой модификации метода 2ННК, что не позволяет полностью реализовать аналитические возможности нейтронных методов на базе стационарных нейтронных источников. Вопросы зондирования прискважинной зоны на базе имеющихся разноглубинных зондов вообще не рассматриваются.

Разработанная [2], успешно применяемая на практике и развиваемая авторами технология базируется на применении многозондового нейтронного каротажа (МНК) с реализацией стационарных нейтронных методов ЗСНГК+2ННК, что позволяет производить разноглубинное зондирование с определением газонасыщенности коллектора на разном удалении от стенки обсаженной газовой скважины в радиальном направлении при минимальном влиянии глинистости коллектора.

Геофизический контроль текущей газонасыщенности на эксплуатационном фонде скважин целесообразно производить в два этапа. Первый — анализ геофизических, геологических, промысловых материалов, а также результатов гидродинамического моделирования по залежи с целью выделения

коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), прогноза коллекторов с возможным заземленным газом, линзовидных коллекторов и т.д., как потенциальных объектов с невыработанными скоплениями газа в обводнившихся продуктивных отложениях. Второй — детальные геофизические исследования выделенных на первом этапе потенциальных объектов путем зондирования прискважинной зоны коллекторов на основе применения технологии многозондового нейтронного каротажа (МНК) [2].

Основными геолого-техническими факторами, способствующими образованию остаточных и заземлённых скоплений газа, в обводнившихся продуктивных отложениях являются следующие. Неоднородность ФЕС газонасыщенных коллекторов в объеме, приводящая к неравномерному дренированию запасов. Наличие гидрофильных и гидрофобных газонасыщенных коллекторов, которое приводит к увеличению роли неоднородностей ФЕС при вытеснении газа водой, что обусловлено большей проницаемостью по воде гидрофобных коллекторов [3]. Наличие гидрофильных коллекторов приводит к существенному занижению вычисляемых значений коэффициента газонасыщенности ( $K_g$ ) по электрическим методам и слабо сказывается на вычисляемых значениях  $K_g$  по нейтронным методам. Форсированные отборы газа, приводящие прорыву пластовых вод по газонасыщенным коллекторам с высокими значениями ФЕС и блокированию дренирования газа из коллекторов со средними и низкими значениями ФЕС. Глубокое проникновение технологических жидкостей в высокопроницаемые коллекторы при нарушении технологии проведения буровых и ремонтных работ, снижающее интенсивность притока газа в скважину.

Основными объектами, формирующими остаточные скопления газа, являются коллектора с низкими ФЕС расположенные обычно под глинами и глинистыми покровками, газонасыщенные коллекторы, заземленные пластовой водой в результате законных перетоков.

**Петрофизические основы определения газонасыщенности коллекторов комплексом МНК.** Подсчет (пересчет) геологических запасов залежей газа объемным методом производится по алгоритму [4], включающему объемную газонасыщенность  $W_g = K_n \cdot K_p$ . Методика МНК позволяет в условиях обсаженных газовых скважин определять все три необходимых для подсчета запасов геологических параметра: коэффициент газонасыщенности  $K_g$ , коэффициент пористости  $K_n$  и объемную газонасыщенность  $W_g$ .



## Материалы и методы

На основе натурного и математического моделирования с использованием основных петрофизических зависимостей между газонасыщенностью коллектора и вычисляемыми аналитическими параметрами нейтронных методов, полевых опытно-производственных исследований (ОПИ) обосновано, разработано и внедрено методическое и программное обеспечение геолого-геофизической интерпретации технологии МНК.

## Ключевые слова

ядерно-физические методы, нейтронные методы, прискважинная зона коллектора, зондирование, коэффициент газонасыщенности, коэффициент объёмной газонасыщенности, распределение газонасыщенности в радиальном направлении, насыщение коллектора

Наиболее важный для подсчёта запасов комплексный параметр  $W_z$  может быть оценен тремя способами:

- а) непосредственно, как единый независимый параметр;
- б) через коэффициент газонасыщенности  $K_g$  и коэффициент пористости  $K_n$ , как  $W_z = K_n \cdot K_g$ ;
- в) через коэффициент водонасыщенности  $K_w$  и коэффициент пористости  $K_n$ , как  $W_z = K_n \cdot K_w - K_n \cdot K_g$ .

Влияние газонасыщенности на показания зондов нейтронного каротажа (НК) в газовых скважинах зависит от водородосодержания оставшейся в порах жидкости, т.е. через объёмную водонасыщенность коллектора  $K_n \cdot K_g$ .

Газонасыщенные коллекторы характеризуются одновременно двумя дефицитами — водородосодержания и плотности. Рост газонасыщенности коллектора усиливает оба дефицита, что приводит к возрастанию скоростей счёта для заинверсионных зондов НК, и уменьшению скоростей счёта для доинверсионных зондов.

Достоинство технологии МНК заключается в том, что газонасыщенность коллектора оценивается сразу по двум независимым величинам  $K_g$  и  $K_n \cdot K_g$  и на разном удалении от стенки скважины: 5–10 см (скважина), 10–15 см (ближняя зона) 15–25 см (средняя зона) 25–40 см (дальняя зона). Величины вычисленных значений  $K_g$  и  $K_n \cdot K_g$  и их распределения на различном удалении от стенки скважины является основой определения газонасыщенности прискважинной зоны коллектора. В результате интерпретации комплекса МНК, за истинное насыщение коллектора принимаются значения  $K_g$  и  $K_n \cdot K_g$ , вычисленные для дальней зоны. Для прогноза добычных характеристик коллектора анализируются распределения параметра  $K_n \cdot K_g$  [3] в радиальном направлении, чем выше величина вычисленных значений  $K_n \cdot K_g$ , тем выше прогнозный дебит газовой скважины.

**Вычисление коэффициента газонасыщенности и объёмной газонасыщенности в поровом пространстве коллектора.** Согласно методическим рекомендациям [2], аналитическими параметрами комплекса МНК, тесно связанными с газонасыщенностью коллектора, являются функции, характеризующие водонасыщенность коллектора  $F_w$  и дефицит плотности и водородосодержания газонасыщенного коллектора относительно водонасыщенного коллектора той же пористости  $P_{dd}$ . Аналитические параметры вычисляются с использованием информации о пространно-энергетическом распределении гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов по трём зондам спектрометрического нейтронного гамма каротажа (ЗСНГК) и пространственного распределения тепловых нейтронов по двум зондам нейтронного каротажа 2ННК. Здесь необходимо подчеркнуть, что дифференциация вычисляемых аналитических параметров по МНК для определения газонасыщенности коллекторов в скважинах, заполненных жидкостью глушения, в 2–2,5 раза выше показаний зондов нейтронных методов НГК и ННК в аналогичных геолого-технических условиях. Дифференциация аналитических параметров МНК при разделении водонасыщенных и газонасыщенных коллекторов практически не зависит от заполнения скважины (газ или вода) в то время как показания методов НГК и ННК в газонаполненной скважине неинформативны для определения газонасыщенности коллекторов.

Исходной информацией для проведения геолого-геофизической интерпретации МНК являются геолого-технические условия в скважине:

- геологические — литология пласта, минерализация пластовой воды, глинистость и т.п.;
- технические — диаметр скважины, конструкция обсаженной скважины (число, диаметр, толщина колонн), состояние цементного камня, заполнение скважины (плотность, минерализация и состав заполняющего скважину флюида), давление газа в скважине и т.п.

Для проведения геолого-геофизической интерпретации МНК используются сеточные кросс-плоты. Пример такого кросс-плота в переменных  $F_w - P_{dd} - bz - h$  для большого зонда СНГК (дальняя зона) с использованием жёсткой части энергии ГИРЗ (энергия более 2,3 Мэв) ( $h$ ) для условий «в порах газ+пресная вода, в скважине — пресная вода» приведён на рис. 1. Кросс-плот применим для оценки газонасыщенности коллекторов месторождений севера Тюменской области. На нём изолинии  $K_{ci} = const$  образуют регулярную систему прямых линий, исходящих из одной точки, соответствующей плотному пласту с координатами  $F_w(K_g=0)$ ,  $P_{dd}(K_n=0)$ . Угол наклона этих изолиний равномерно уменьшается от 90 град при  $K_g=1$  до 0 град при  $K_g=0$  таким образом, коэффициент текущей газонасыщенности  $K_g$  в коллекторах может быть вычислен по следующей формуле:

$$K_g = \arctg\left\{ \frac{(F_{w,max} - F_{w,min}) / (F_{w,max} - F_{w,min})}{[P_{dd,max} / P_{dd,max}]} \right\}$$

где  $F_{w,min}$  — значение  $F_w$  в плотном пласте,  $F_{w,max}$  — значение  $F_w$  в опорном водонасыщенном коллекторе с максимальной пористостью  $K_{n,max}$  (в качестве опорных водонасыщенных коллекторов могут

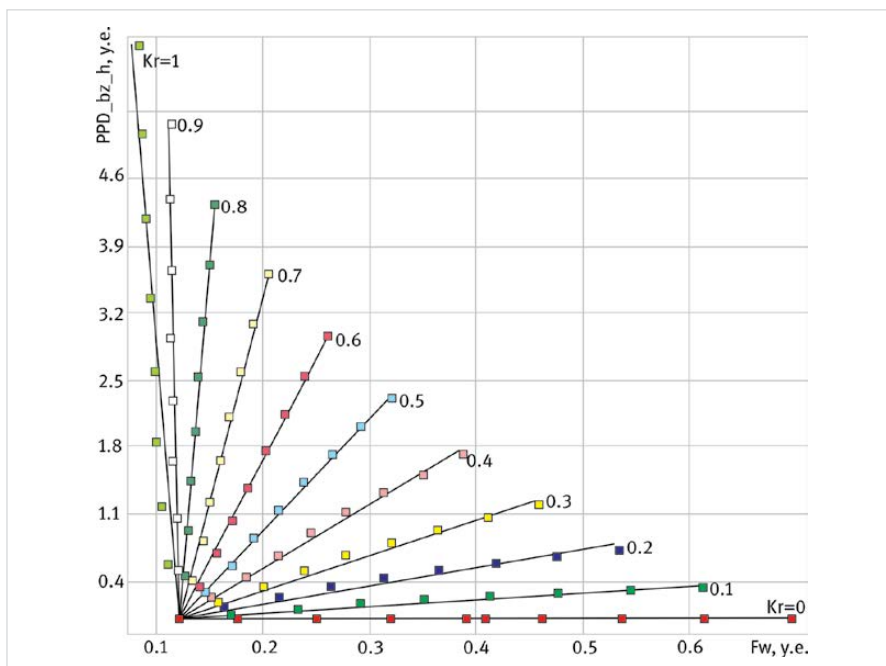


Рис. 1 — Сеточный кросс-плот в осях  $F_w - P_{dd} - bz - h$  для обсаженной скважины с конструкцией 216/168/73 мм, заполненной пресной водой, коллектор — песчаник, в порах газ + пресная вода. Шифр прямых изолиний — коэффициент газонасыщенности  $K_g$ , доли Fig. 1 — Grid cross plot in axes  $F_w - P_{dd} - bz - h$  for cased well with 216/168/73 mm Casing Program, filled with fresh water, reservoir — sandstone, pores are filled with gas + fresh water. Straight line legend: gas saturation factor  $K_g$  (unit fractions)

использоваться показания в глинах и глинистых породах);  $P_{dd,max}$  — значение  $P_{dd}$  в опорном газонасыщенном пласте с максимальными значениями  $K_n$  и  $K_p$ ;  $F_{w,max}$  и  $P_{dd,max}$  — текущие значения.

Объемная текущая газонасыщенность коллектора вычисляется следующим образом:

$$W_z = (F_{w,тек} - F_{w,мин}) \times (W_{z,max} / P_{max}),$$

где  $W_{z,max}$  — максимальная объемная газонасыщенность пористости, определенная по геолого-геофизическим данным;

$P_{max}$  — максимальное приращение  $P$ ;

$F_{w,тек}$  — текущее значение функции  $F_w$ ;

$F_{w,мин}$  — минимальное значение функции  $F_w$ .

Выше отмечалось, что газонасыщенность коллектора оценивается по двум независимым величинам  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  и на разном удалении от стенки скважины: 5–10 см (скважина), 10–15 см (ближняя зона) 15–25 см (средняя зона) 25–40 см (дальняя зона). Величины вычисленных значений  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  и их распределения на различном удалении от стенки скважины является основой геологической интерпретации при определении газонасыщенности прискважинной зоны коллектора. Из рисунка видно, что коллекторы с высокими значениями  $K_p$  могут иметь различные значения  $K_n \cdot K_p$  в зависимости от пористости, а в обводнённых коллекторах значения  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  определяются водонасыщенностью пористостью

$K_n \cdot K_p$  при этом чем выше эти значения, тем выше газонасыщенность коллектора.

Общая схема геологической интерпретации МНК по двум вычисляемым параметрам газонасыщенности  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  при вариациях пористости и газонасыщенности в обсаженной скважине приведена на рис. 2.

**Погрешности определения газонасыщенности  $K_p$  за счет вариаций неконтролируемых параметров ГТУ.** Численные оценки погрешностей определения газонасыщенности  $K_p$  по аналитическим параметрам нейтронных для аппаратуры типа КСПРК-Ш и её аналогов за счет влияния неконтролируемых помех от вариаций различных параметров ГТУ получены расчетным путем и рассмотрены в методических рекомендациях [2]. В качестве типовых источников помех взяты вариации ГТУ: минерализация воды в скважине и поровом пространстве коллектора; литологии — кварцевый песчаник-известняк; плотности скважинного флюида. Помехи указанных типов можно ранжировать по величине их влияния на точность определения  $K_p$  в порядке убывания следующим образом: минерализация воды в скважине, плотность газа в скважине, литология. Требования к информации об уровнях помех, при которых их вклады в погрешность  $K_p$  не превышают 0,1–0,15 абс. долей: плотность скважинного флюида необходимо знать с точностью не ниже 0,1 г/см<sup>3</sup>; литология (кварцевый песчаник-известняк) лишь в низкопористых коллекторах с выделением 2–3 градаций; минерализацию воды в скважине нужно знать с точностью не хуже  $\pm(25-30)$  г/л.

**Результаты скважинных исследований газовых скважин комплексом МНК.** Оценка остаточных скоплений газа производилась в газовых скважинах севера Тюменской области с различными геолого-техническими условиями: при заполнении ствола скважины газом или водой; через НКТ диаметром 73 мм в работающих скважинах с диаметром эксплуатационной колонны 168 мм; в эксплуатационной колонне наблюдательных скважин диаметром 168 мм, заполненная жидкостью глушения. Объектом исследований работающих скважин была призабойная часть газовых скважин, включая интервал перфорации.

На рис. 3 приведены результаты исследований комплексом МНК призабойной части газовой скважины эксплуатирующей сеноманские отложения. Исследования выполнялись через НКТ с использованием шлюзового оборудования. Скважина работает сухим газом.

По результатам интерпретации комплекса МНК установлено следующее. ГВК установленного по ГИС открытого ствола в 1995 г. находится на глубине 1058,0 м. При последующем контроле его продвижения по методу НГК в 2002 г. и в 2014 г. По последнему замеру установлено его поднятие на 3 м, что не соответствует действительности. Это подтверждается результатами интерпретации комплекса МНК. По результатам интерпретации МНК и термометрии установлено наличие заколонного перетока газа из коллектора, находящегося в интервале глубин 1056,5–1061,0 м в интервале перфорации. Независимым признаком подтверждения справедливости результатов интерпретации МНК является отсутствие воды в призабойной части скважины ниже интервала перфорации. Снижение значений сопротивления в интервале глубин 1056,5–1061,0 м по

Характеристика газонасыщенного и газоводонасыщенного коллекторов	Скважина		Ближняя зона		Средняя зона		Дальняя зона		Пределы изменения пористости коллектора, %
	Кп*Кг, об. ед.		Кп*Кг, об. ед.		Кп*Кг, об. ед.		Кп*Кг, об. ед.		
	0	0.28 0.5	0	0.28 0.5	0	0.28 0.5	0	0.28 0.5	
	кг, %		кг, %		кг, %		кг, %		
	0	5,0 100	0	5,0 100	0	5,0 100	0	5,0 100	
Высокопористый коллектор									25-35
Среднепористый коллектор									10-25
Низкопористый коллектор									5-10
Газоводонасыщенный коллектор									20-25
Водогазонасыщенный коллектор									20-25
Водонасыщенный коллектор									20-25

Рис. 2 — Общая схема геологической интерпретации МНК по двум вычисляемым независимым параметрам газонасыщенности  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  в обсаженной скважине  
Fig. 2 — General diagram of MSNL geological interpretation based on two independent calculable gas saturation parameters  $K_p$  and  $K_n \cdot K_p$  in cased well

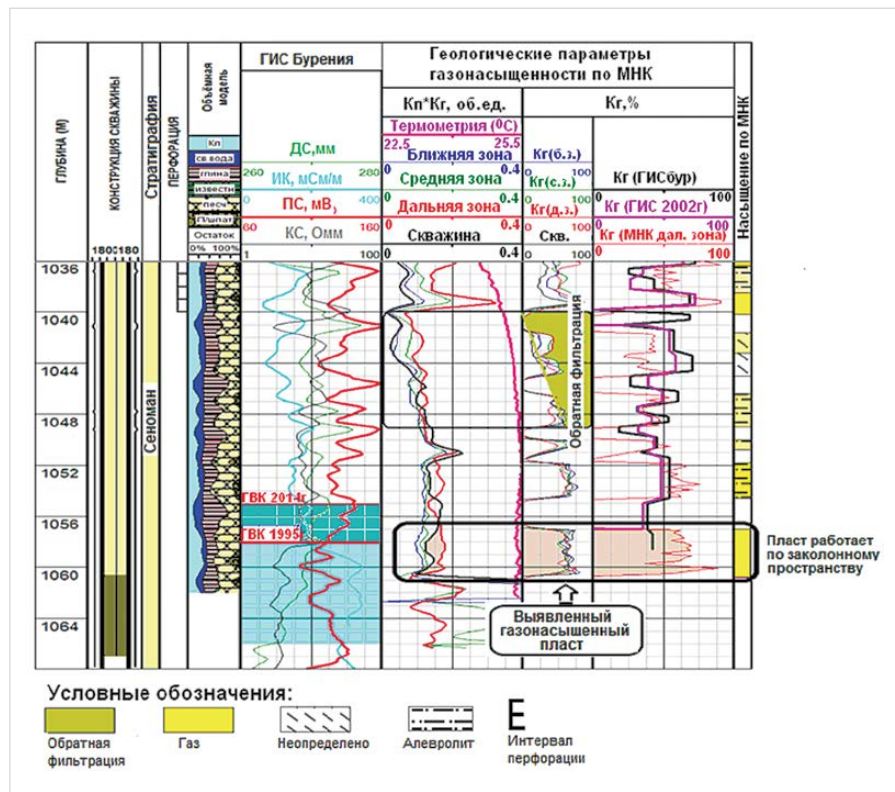


Рис. 3 — Результаты исследований газовой скважины с выявлением газонасыщенного коллектора по комплексу МНК, расположенного ниже ГВК определённого по комплексу ГИС в открытом стволе  
Fig. 3 — Results of gas well survey with identification of gas saturated reservoir on the basis of MSNL suite data below the GVC determined on the basis of logging suite data in open hole

электрическим методам КС и ИК явилось признаком по определению глубины положения ГВК. Причиной не корректного определения глубины положения ГВК электрическими методами является наличие гидрофильного газонасыщенного коллектора.

Наличие зоны обратной фильтрации скважинной жидкости в газонасыщенный коллектор, образующуюся ниже перфорационных отверстий, что связано с выносом остаточной воды из гидрофильного коллектора. Зона обратной фильтрации однозначно выделяется снижением вычисляемых значений  $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$  в интервале глубин 1040–1049 м. Наличие зоны обратной фильтрации значительно осложняет определение глубины положения ГВК по результатам интерпретации традиционных методов НГК и ННК.

На рис. 4 приведены результаты исследований призабойной части сеноманских отложений в газовой скважине комплексом МНК в которой призабойная часть заполнена водой до нижних перфорационных отверстий, а выше газом.

На рисунке также нанесены результаты определения  $K_z$  по ГИС открытого ствола. Скважина в зависимости от режима отбора газа работает газом или газом с водой. Исследования выполнялись через НКТ с использованием шлюзового оборудования. В результате интерпретации комплекса МНК установлено: наличие зацементированного газа в газонасыщенном коллекторе с низкими ФЕС ниже интервала перфорации, который выделяется по увеличению  $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$  от ближней части прискважинной зоны коллектора к дальней, и свидетельствует о частичном блокировании выхода газа водой в ближней зоне коллектора; наличие заколонного перетока воды из водонасыщенного коллектора, находящегося ниже забоя скважины, в интервале перфорации подтверждается низкими значениями  $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$  в ближней зоне; наличие в интервале перфорации задушенных скважинной жидкостью газонасыщенных коллекторов или прорыва пластовых вод, что менее вероятно.

На рис. 5 приведены результаты исследований наблюдательной газовой скважины, заполненной водой. В результате интерпретации комплекса МНК установлено: наличие обводнённых коллекторов с остаточной газонасыщенностью до 30%; величина остаточной газонасыщенности обводнённых газонасыщенных коллекторов имеет примерно одинаковые значения  $K_z$  на разном удалении от стенки скважины.

**Итоги**

Приведены результаты проведенных опытно-производственных и научно-исследовательских работ, свидетельствующие о том, что технология МНК весьма информативна для определения остаточной газонасыщенности коллекторов в широком диапазоне вариаций геолого-технических условий в газовых скважинах.

По данным зондирования прискважинной зоны коллекторов комплексом МНК определяется распределение газонасыщенности ( $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$ ) на разном удалении от стенки скважины, т.е. выполняется разноглубинное зондирование прискважинной зоны коллектора, что является диагностическим критерием выделения газонасыщенных коллекторов в обводнённой части продуктивных отложений и

используется для последующей оценки остаточной газонасыщенности.

**Выводы**

Развиваемая технология МНК разработана в России и не имеет российских и зарубежных аналогов.

В связи с чем, она рекомендована ЭТС ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» для применения и может быть использована при решении широкого круга геолого-промысловых задач, характерных для поздней стадии разработки, а именно: выделения и определения газонасыщенности глинистых и гидрофильных коллекторов; определения остаточной газонасыщенности

в гидрофильных коллекторах; прогноза флюидодинамики прискважинной зоны коллектора, включая интервал перфорации. Основным отличительным преимуществом технологии является возможность зондирования прискважинной зоны коллектора с определением значений газонасыщенности ( $K_z$ ,  $K_n \cdot K_z$ ) на различном удалении от стенки скважины. Величина и распределение вычисленных значений газонасыщенности в радиальном направлении служат основой геолого-геофизической интерпретации при определении насыщенности коллектора. Технология информативна при различном заполнении ствола скважины в условиях многоколонной конструкции скважины.

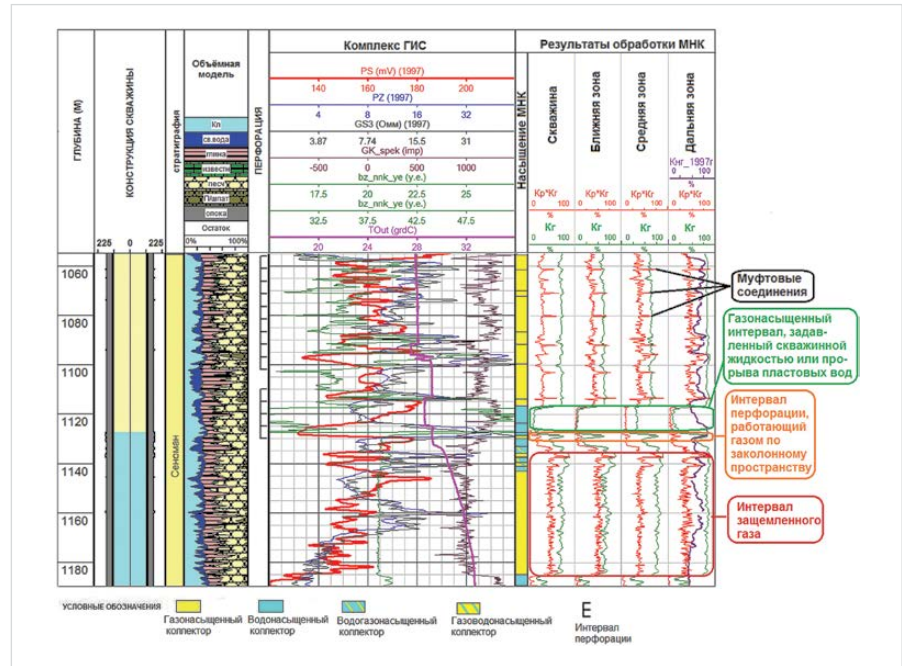


Рис. 4 — Результаты исследований газовой скважины с выявлением зацементированного в газонасыщенном коллекторе с низкими ФЕС, расположенного ниже интервала перфорации и задушенного скважинной жидкостью газонасыщенного коллектора в перфорированной части коллектора  
 Fig. 4 — Results of gas well survey with identification of trapped gas in the gas saturated reservoir with low reservoir properties below the perforated interval, and in the perforated interval of the well in the gas saturated reservoir killed with borehole fluid

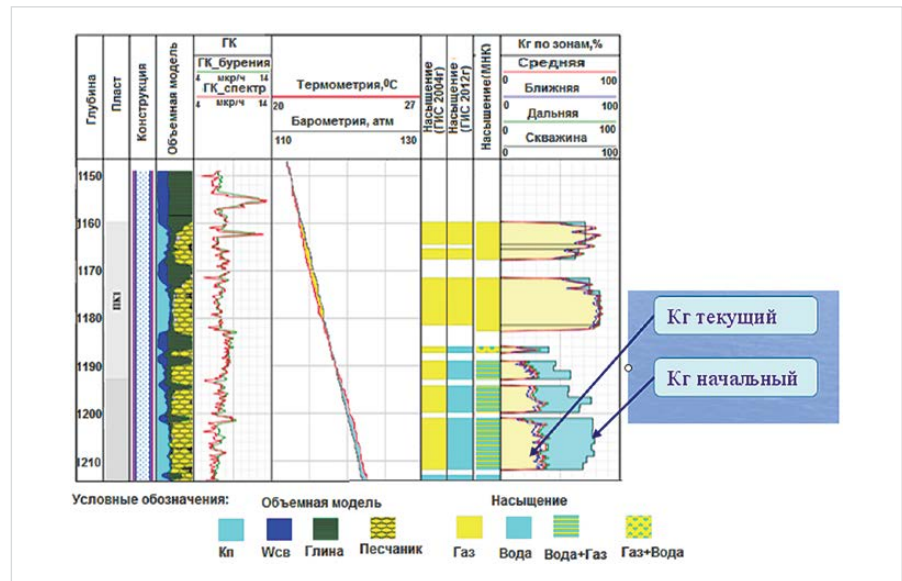


Рис. 5 — Результаты исследований наблюдательной газовой скважины с определением остаточной газонасыщенности в обводнённых продуктивных отложениях  
 Fig. 5 — Results of gas monitoring well survey with determination of residual gas saturation of watered pay zones

Технология позволяет определять содержания кальция и кремния, что при совместной интерпретации с комплексом ГИС открытого ствола позволяет повысить качество построения объемной модели геологического разреза, а в случае отсутствия комплекса ГИС - позволяет построить ее по результатам обработки комплекса ЗСНГК + 2ННКТ + СГК.

#### Список литературы

1. Приказ Минприроды России № 564 от 28. 12. 2015. Об утверждении

требований к составу правил оформления представляемых на государственную экспертизу по подсчёту запасов нефти и горючих газов.

2. Методические рекомендации по применению многозондового нейтронного каротажа для оценки характера насыщения и коэффициента газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах. Москва-Тверь: Полипресс, 2016.

3. Берман Л.Б. Нейман В.С. Каргер М.Д. и др. Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений. М.: Недра, 1987. 244 с.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемными методами. Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. Москва-Тверь: Тверьгеофизика, 2003. 258 с.

ENGLISH

GEOPHISICS

## Development of technology for evaluation of residual gas saturation in watered gas wells on the basis of multi-probe neutron logging

UDC 551+622.276

#### Authors:

**Igor A. Zinchenko** — Ph.D., head of Administration # 307/5<sup>1</sup>; [I.Zinchenko@adm.gazprom.ru](mailto:I.Zinchenko@adm.gazprom.ru)  
**Sergey A. Kirsanov** — Ph.D., deputy head of Administration # 307/5<sup>1</sup>; [S.Kirsanov@adm.gazprom.ru](mailto:S.Kirsanov@adm.gazprom.ru)  
**Sergey A. Egurtsov** — general director<sup>2</sup>; [s.egurtsov@iogt.ru](mailto:s.egurtsov@iogt.ru)  
**Yuri V. Ivanov** — deputy general director<sup>2</sup>; [y.ivanov@iogt.ru](mailto:y.ivanov@iogt.ru)  
**Alexander I. Lysenkov** — Ph.D., head of field geology division<sup>2</sup>; [a\\_lysenkov@bk.ru](mailto:a_lysenkov@bk.ru)

<sup>1</sup>PJSC "Gazprom", Saint-Petersburg, Russian Federation

<sup>2</sup>"IOGT" LLC, Moscow, Russian Federation

#### Abstract

Determination of current reservoir gas saturations for the purposes of evaluation of the uniformity of reserve recovery across the reservoir body, and estimation of gas reserves remaining in the watered pay zone for a feasibility study on extraction thereof, constitutes one of the urgent tasks for gas fields, especially mature ones. This objective became particularly pressing due to introduction from January 1 2016 of a new Classification of reserves and Resources of Oil and Combustible Gases that mainly features an economic assessment of the development of hydrocarbon reserves, performed with varying degree of elaboration subject to the field exploration stage. The article describes the results of further development of the innovative technology of near-wellbore area logging at various depths with the use of SNGK and NNL logging methods under geological and technical conditions of mature gas wells.

#### Materials and methods

Procedural guidelines and software for MSNL (Multi-Sonde Neutron Logging) geological and geophysical interpretation technology were substantiated, developed and implemented on the basis of field and mathematical simulation with the use of basic petrophysical relationships among reservoir gas saturation and analytical parameters derived on the basis

of neutron methods, field pilot/production logging (PPL) data.

#### Results

The presented results of conducted pilot/production and research/development works evidenced that the MSNL technology had proven to be very informative for determining reservoir residual gas saturation in wide range of varying geological and technical conditions of gas wells.

The distribution of gas saturation ( $K_g$  and  $K_p * K_g$ ) at various distance from bore hole walls shall be determined on the basis of MSNL logging data obtained in the reservoir near-wellbore area, i.e. through the logging of reservoir near-wellbore area at various depths; it provides a diagnostic criterion for identification of gas-saturated reservoirs in the watered portion of pay zones and may be used for subsequent evaluation of residual gas saturation.

#### Conclusions

The MSNL technology has been developed in Russia and has no Russian of this foreign analogues.

In this connection it was recommended by the Expert-Technical Council of the Federal State-Funded Institution «State Commission on Mineral Reserves» for deployment, and it may be used for achieving a wide range of geological-field objectives, specific for a mature production field, more specifically:

identification and determination of gas saturation of shaly and hydrophilic reservoirs; determination of residual gas saturation of hydrophilic reservoirs; forecasting fluid dynamics in the reservoir near-wellbore area, including perforated interval. The possibility of reservoir near-wellbore area logging with determination of gas saturation values ( $K_g$ ,  $K_p * K_g$ ) at various distance from bore hole walls is the basic differential advantage of the technology. The magnitude and distribution of calculated values of gas saturation in the radial direction would serve as a basis for geological and geophysical interpretation in determination of reservoir saturation. The technology is informative at various backfilling in the context of multistring well program. The technology allows to determine calcium and silicium content, and, subject to sequential interpretation of the open hole logging suite data, enhance the quality of three-dimensional model of geological section, or, in the absence of a logging suite data, it would allow to develop a model on the basis of the results of processing of ЗСНГК+ 2ННКТ + NGL suite data.

#### Keywords

nuclear-physical analysis methods, neutron method, near-wellbore area, logging, gas saturation factor, volumetric gas saturation, radial distribution of gas saturation, reservoir saturation

#### References

1. Order No. 564 of the Ministry of Natural Resources of Russia, dated 28.12.2015. On approval of requirements for the composition and execution of the materials submitted to state expert examination for estimation of reserves of oil and combustible gases.
2. Methodological recommendations on the deployment of Multi-Sonde Neutron Logging

- for evaluation of the nature of reservoir gas saturation and the gas saturation factor in cased gas wells. -Moscow-Tver: Polipress, 2016.
3. Berman L.B. Neyman V.S. Karger M.D. and oth. *Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений* [Geophysical well logging during accelerated gas field exploration]. Moscow: Nedra, 1987, 244 p.
4. *Metodicheskie rekomendatsii po*

*podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob'emnymi metodami* [Methodological recommendations on the estimation of oil and gas geological reserves with the use of volumetric methods]. Ed. by V.I. Petersilie, V.I. Poroskuna, G.F. Yatsenko. Moscow-Tver: Tver'geofizika, 2003, 258 p.



# «НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:**



Агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;



Комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;



Комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;



Технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;



Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудование, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

## Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

Проверку дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);

Проверку огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;

Ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113  
+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82  
+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru  
**WWW.SAPCON.RU**

# Защита сложных трубопроводов от растительности

**Эксплуатация трубопроводов, важнейшей части транспортной инфраструктуры нефтегазовой отрасли во всем мире, сопровождается множеством условий и стандартов, чтобы обеспечить чистоту окружающей среды и сохранить баланс рентабельности предприятия. Рост растительности под сложными трубопроводными трассами — распространенная проблема. Сопутствующими сложностями являются: скопление воды, затруднение сервисного обслуживания, протечки, при которых нефтепродукты попадают в почву и наносят ущерб экологии. Именно с этими проблемами столкнулось руководство нефтеперерабатывающего завода компании Petroineos в Гренджмуте (Фолкерк, Великобритания). Для их решения в октябре 2016 года была применена технология Concrete Canvas — бетонное полотно. Площадь покрытия составила 3900 м<sup>2</sup>.**

Нефтеперерабатывающий завод в Грейнджмуте построен в 1924 году и расположен в окрестностях залива Ферт-оф-Форт. На сегодняшний день это единственное в Шотландии предприятие по переработке сырой нефти и производству нескольких видов топлива. Его мощность составляет свыше 10 млн т в год.

На завод поступает сырая нефть с месторождения North Sea Forties, а также с морского терминала в Финнарте (Finnart Oil Terminal) по трубопроводу, протяженностью 58 миль.

До 2005 года завод принадлежал компании British Petroleum, в настоящее время его владелец — INEOS Group. После приобретения завода INEOS провела серьезную работу по модернизации его инфраструктуры — причальных сооружений, резервуарных парков и системы трубопроводов.

С целью повышения безопасности, а именно для предотвращения скопления воды и роста растительности, трубопровод Овертон-роуд был реконструирован.

В качестве нового подхода к решению проблемы роста растительности под трубопроводами консультантами инженерной компании IKM Group была предложена технология Concrete Canvas. Ранее для этого использовались традиционные решения — например, засыпка щебнем (рис. 1).

## Причины реконструкции

Трасса Овертон-роуд отличается большим количеством расположенных через неравные промежутки выступающих элементов. Для проведения реконструкции существовало несколько причин:

1. Дренажная система не справлялась с

отводом воды. Скопление воды и растительность могли вызвать коррозию и создать угрозу целостности трубопровода.

2. Все утечки углеводородов впитывались в землю, что наносило ущерб окружающей среде.

3. Доступ к пространству под трубопроводом был существенно ограничен из-за низкого пролегания труб.

4. Настил под трассой был загрязнен, имел неровную поверхность и низкую несущую способность, что тоже затрудняло доступ.

Стандарты компании Petroineos предусматривают следующее:

- трубопроводные трассы должны быть чистыми и способными работать на проектной мощности;
- уровень скопившейся под трассой воды должен быть на 100 мм ниже самой низкой точки трубопровода, фитингов и изоляции;
- настил под трубопроводом должен иметь конструкцию, обеспечивающую свободный доступ для осмотра и технического обслуживания. Состояние настила также не должно препятствовать доступу;
- не допускается рост растительности в пределах трубопроводных трасс;
- высота растительности должна быть на 100 мм ниже самой низкой точки трубопровода и изоляции;
- трассы должны быть оснащены дренажными системами, исключающими возможность подтопления.

Цель данного стандарта — обеспечение стабильной эксплуатации трубопроводных трасс, а также возможности



Рис. 1 — Внешний вид трубопровода Овертон-роуд до реконструкции



Рис. 2 — Крепление бетонного полотна к протяжному приспособлению



Рис. 3 — Протяжка бетонного полотна под низкопролегающими трубами



Рис. 4 — Стыковка отрезков полотна внахлест

беспрепятственно проводить их осмотр и техническое обслуживание.

#### Рассмотренные решения

С учетом вышеперечисленных стандартов и требований, специалисты ИКМ рассмотрели три возможных варианта решения проблемы: 1) заливка бетоном; 2) засыпка щебнем; 3) использование технологии Concrete Canvas.

#### Недостатки заливки бетоном

Высокая стоимость — существенный недостаток этого решения. Для его реализации потребовалось бы проведение земельных работ, серьезным препятствием для которых стало бы низкое пролегание труб на некоторых участках. На участках с подобной поверхностью довольно сложно создавать качественное бетонное покрытие.

Еще один минус — покрытие из заливного неармированного бетона подвержено растрескиванию и разрушению. Кроме того, оно не способно дренировать грунтовые воды, что может привести к затоплению отдельных участков.

#### Недостатки засыпки щебнем

Этот способ создания настила под трубопроводными трассами гораздо менее затратный, чем заливка бетоном. Однако, как показывает практика, со временем на щебне образуется слой земли, на котором появляется растительность. Такое наблюдалось на предыдущем этапе реконструкции трубопроводной трассы Овертон-роуд. Высокая степень фильтрации — еще один существенный недостаток щебня. Через него в почву легко просачиваются дождевая вода, нефтепродукты. В случае чрезвычайных ситуаций на трассах, вред, нанесенный окружающей среде, сопровождается высокими штрафами, что нивелирует достоинства низкой цены щебня.

#### Технология Concrete Canvas

Бетонное полотно СС8 представляет собой наполненную сухой цементной смесью 3D-матрицу: два слоя текстильного полотна, соединенные между собой волокнами. С внутренней стороны матрица покрыта слоем ПВХ, что обеспечивает надежную гидроизоляцию.

В сухом виде полотно хорошо гнется, может быть скатано в рулон (в таком виде оно и поставляется). Оно без труда режется ручным

инструментом — например, обычным строительным ножом. Для соединения отрезков между собой используются винты. Для крепления отрезков к поверхности — анкеры или стальные кольца.

Свойства бетонного полотна радикально меняются после смачивания. Спустя два часа после гидратации цементная смесь застывает и превращается в прочное покрытие, для работы с которым уже недостаточно ручного инструмента. Спустя сутки полотно набирает 80% своей прочности, то есть прочности застывшего армированного бетона.

В итоге, выбор был остановлен на бетонном полотне. Это решение имело следующие преимущества:

- меньший объем работ по подготовке поверхности — нивелировке и выемке грунта, по сравнению с заливкой бетонным полом или засыпкой щебнем;
- более высокая скорость работ, по сравнению с заливкой бетона;
- надежное препятствие для роста растительности и корней. По этому параметру бетонное полотно полностью соответствует стандарту DD CEN/TS 14416:2005;
- устойчивость к истиранию. У бетонного полотна этот показатель равен 17 МПа OPC (ASTM C-1353), что приблизительно в 7,5 раз выше, чем у бетона;
- высокая огнестойкость. Полотно имеет огнестойкость Euroclass B, и полностью соответствует стандарту BS EN 13501-1:2007+A1:2009;
- хорошая гибкость бетонного полотна и то, что оно легко режется с помощью обычных ручных инструментов. Это позволяет легко обойти различные выступающие элементы — например, вентили;
- влагонепроницаемость материала позволяет эффективно использовать его для дренирования;
- легко обнаружить утечки. Пятна нефтепродуктов хорошо заметны на светлой поверхности бетонного полотна;
- высокая прочность полотна СС8. Ее достаточно для свободного передвижения по его поверхности работников, проводящих обслуживание трубопровода;
- высокая химическая устойчивость. Полотно обладает превосходной химической устойчивостью к углеводородам, сульфатам и кислотам (стандарт BS EN 14414).

#### Монтаж бетонного полотна

Перед укладкой было проведено максимально возможное выравнивание поверхности под трассой, а также удалена вся растительность. Для протяжки полотна на участках с низким пролеганием труб использовалось специальное устройство (рис. 2 и 3).

Отрезки полотна укладывали не параллельно, а перпендикулярно трубам. Это требовалось для того, чтобы накрыть борта, минимизировать длину и, соответственно, вес отрезков (рис. 4). Последнее позволило упростить их протяжку и укладку. На грунте бетонное полотно закрепляли либо стальными, либо, если позволял грунт, пластиковыми кольцами.

Отрезки укладывали внахлест с перекрытием в 100 мм. На стыке их скрепляли винтами 35 мм из нержавеющей стали с шагом 200 мм.

#### Заключение

Укладка и монтаж бетонного полотна производились работниками компании Luddon Construction в неблагоприятных погодных условиях. Однако, несмотря на все трудности, работы были успешно завершены. За шесть недель было уложено 2150 м<sup>2</sup> полотна. Это был пробный участок. Поскольку роста растительности на нем не наблюдалось, работы продолжили — было уложено еще 1750 м<sup>2</sup> полотна.

*«Спустя год на поверхности бетонного полотна нет никаких следов растительности, в то время как на участках, засыпанных щебнем, она произрастает. Concrete Canvas показал себя как выгодное решение по предотвращению роста растительности. Поэтому мы рекомендуем этот материал всем, у кого есть необходимость в решении подобных задач».*

**Стьюарт Вули, инженер компании Petroineos.**

*«Монтаж системы подавления растительности на трубопроводных трассах может оказаться трудной задачей. Сложности возникают в связи с расположением, ограниченным доступом и особенностями инфраструктуры. Но благодаря простоте укладки и монтажа бетонного полотна, эти трудности легко преодолимы».*

**Райан Монтомери, бригадир компании Luddon Construction.**

## ТРУБА ОБСАДНАЯ ОТВ-6,35

### Область применения

Применяются для крепления нефтяных и газовых скважин сложного профиля, а также скважин, в которых осуществляется перемещение теплоносителя при температуре до 250°C.

### Уникальность конструкции:

Заключается в герметизации резьбового соединения за счет контакта с натягом в точке тороидального уплотнительного пояса ниппеля с конической расточкой в муфте.

### Преимущества резьбового соединения "DOMINANT"

- Повышение качества сборки труб на скважине за счет свободного захода без вращения ниппеля в муфту на глубину 12 ниток.
- Увеличение осевой нагрузки на растяжение и сжатие в резьбовом соединении F-6,35 практически до нагрузки, которую выдерживает тело ОТ.
- Равномерное распределение осевой нагрузки по ниткам за счет постепенного увеличения глубины резьбы от контрольного пояса до ОП.
- Облегчение визуального контроля окончания свинчивания резьбы за счет совпадения торца муфты с началом широкого кругового пояса.
- Повышение надежности ОТ при спуске в сильно искривленные скважины за счет оптимизации зазоров около ниток резьбы и тороидально-конической конструкции узла герметизации резьбового соединения.

## ТРУБА ОБСАДНАЯ ТМС-СРВ1

### Область применения

Применяются для крепления сложного профиля.

### Уникальность конструкции

Герметичное геометрическое сопряжение резьбового профиля и двух упорных элементов «металл-металл».

### Преимущества резьбового соединения "DOMINANT"

- На трубе нарезается резьбовой профиль и дополнительно выполняется уплотнительный упорный элемент, который обеспечивает совместное геометрическое сопряжение резьбового профиля и двух упорных элементов (уступ на трубе и расточка в муфте) «металл – металл».
- Соединение позволяет значительно увеличить крутящие моменты свинчивания и несущую способность резьбового соединения.
- Возможно 2 типа исполнения: муфтовое и безмуфтовое.
- Уплотнение геометрии происходит по геометрическим размерам сопряжения углов профиля резьбы, торцу ниппеля и в расточке – торцу муфты «металл-металл». Наличие двух витков неполного профиля резьбы на уплотняющей диаметральной поверхности уплотнительного элемента ниппеля трубы, являющимся демпфером при работе соединения и отличительной особенностью геометрии – брендом УК ООО «ТМС групп».

## ТРУБА ОБСАДНАЯ ТМС-СРВ2

### Область применения

Для добычи сверх вязкой нефти методом парогравитационного дренажа (SAGD).

### Уникальность конструкции

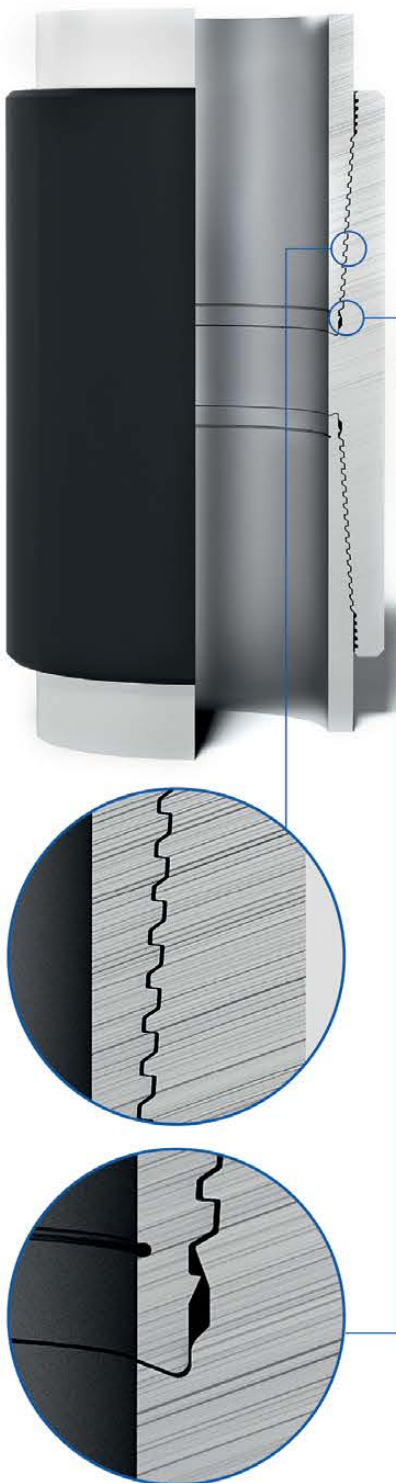
Данное соединение характеризуется высокой прочностью на сжатие, растяжение и изгиб.

### Преимущества резьбового соединения "DOMINANT"

- На трубе нарезается профиль резьбы и дополнительно выполняется уплотнительный упорный элемент, который обеспечивает совместное геометрическое сопряжение резьбового профиля и узла герметизации по двум тороидальным поверхностям «металл – металл».
- При совокупности сопряжения резьбового профиля и уплотняющих упорных элементов между наружной поверхностью уплотнения на ниппеле трубы и в расточке муфты зазор отсутствует.
- Соединение позволяет значительно увеличить крутящие моменты свинчивания и несущую способность резьбового соединения.
- Значение крутящего момента отлично от указанных в таблице минимальных, оптимальных и максимальных Мкр. Для обсадных труб 245\*8,9мм – Мкр=42 кН.

С 27 по 30 июня 2017 года ждём Вас на выставке MIOGE-2017.

Наш стенд – А215, Зал 13, Павильон 3





# Анализ и моделирование притока флюида на основе данных распределенной термометрии в горизонтальной скважине

**Д.А. Семикин**

руководитель отдела геологических исследований и операций<sup>1</sup>  
dsemik@yandex.ru

**М.Т. Нухаев**

к.т.н., доцент<sup>2</sup>  
mnukhaev@hotmail.com

**А.В. Жаковщikov**

ведущий инженер<sup>3</sup>  
azhakovschikov@gmail.com

<sup>1</sup>ООО «Шатскморнефтегаз» (филиал)  
Москва, Россия

<sup>2</sup>Сибирский Федеральный Университет,  
Красноярск, Россия

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволожскнефть»,  
Астрахань, Россия

**В данной статье описывается подход к решению задачи оптимизации притока флюида на основе анализа результатов распределенной термометрии и моделирования предполагаемого притока при различных сценарных условиях работы протяженной горизонтальной скважины в нефтяной оторочке.**

## Материалы и методы

Работа, основанная на практическом опыте, включает в себя описание проблем при разработке контактных запасов, реализацию технических и технологических подходов при оборудовании продуктивной части ствола скважины. Описан подход к созданию температурной модели притока в различных интервалах продуктивной части ствола.

## Ключевые слова

оптоволоконный кабель, система распределенного измерения температуры, температурные кривые, температурная модель притока

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в северной части Каспийского моря, в 175 км от г. Астрахани и представлено двумя залежами: терригенными отложениями нижнемелового возраста (неокомский надъярус) и карбонатными отложениями верхнеюрского возраста (волжский ярус). Основные промышленные запасы нефти содержатся в неокомском надъярuse, площадь которого составляет 20,1х4,7 км, а эффективная нефтенасыщенная толщина равна приблизительно 20 м. Положение газонефтяного контакта коллектора неокомского яруса отмечено на 1517,2 м, а водонефтяного контакта — на 1537,1 м (рис. 1).

Оба продуктивных горизонта имеют значительные газо- и водонефтяные переходные зоны. Коллекторы характеризуются неоднородностью по фильтрационным свойствам, а величина давления насыщения близка к величине пластового давления. Перечисленные особенности обуславливают высокую степень риска возникновения прорывов газа/воды в интервалах продуктивного пласта, имеющих высокую проницаемость, создают вероятность формирования стабильных газовых и водных конусов. Эксплуатационные скважины, пробуренные на месторождении, включают горизонтальные скважины повышенной протяженности с длиной горизонтального стола до 5000 м. Скважина, рассматриваемая в данной публикации, имеет горизонтальное окончание в неокомском надъярuse протяженностью 979 м.

Схема заканчивания скважины в продуктивной нефтяной оторочке (нижнее заканчивание) приведена на рис. 2. Одними из основных элементов конструкции нижнего заканчивания являются противопесочные фильтры с проволоочной обмоткой и устройствами контроля притока [1]. Разделение коллектора на несколько добывающих интервалов произведено посредством

установки разбухающих пакеров с проводными каналами для оптоволоконного кабеля. Участки пласта с глинистыми перемычками (2196–2246 м, 2364–2514 м) изолированы глухими трубами, в том числе, во избежание закупоривания фильтров частицами глины в процессе освоения скважины после бурения и добычи. Каждая компоновка разбухающих пакеров состоит из одного водоразбухающего и одного нефтеразбухающего пакера, длина реактивных эластомеров которых составляет 1 м, а также центратора, смонтированного на патрубке. Места расположения разбухающих пакеров внутри скважины были точно выверены в соответствии с литологическим разрезом пласта, а также с учетом данных кавернометрии, чтобы убедиться в том, что при разбухании пакеров будет обеспечен их полный контакт со стенками открытого ствола скважины и создана надлежащая гидравлическая изоляция продуктивных интервалов. Основная цель применения устройств контроля притока заключается в обеспечении равномерного профиля притока и предотвращении раннего прорыва газа и воды. В устройствах контроля притока используются штуцеры, которые устанавливаются в корпус устройств, расположенных возле муфтовых соединений каждой трубы-хвостовика. Инсталляция производится непосредственно на буровой, в процессе спуска оборудования нижнего заканчивания в скважину [2]. Это позволяет инженерам производить точную настройку параметров контроля притока на основе петрофизической интерпретации данных, полученных во время каротажа в процессе бурения (LWD). При заканчивании рассматриваемой скважины оснащение устройств контроля притока штуцерами производилось следующим образом:

1. Устройства контроля притока, расположенные в «пяточной» области ствола скважины были оснащены штуцерами  $\varnothing 1,6$  мм

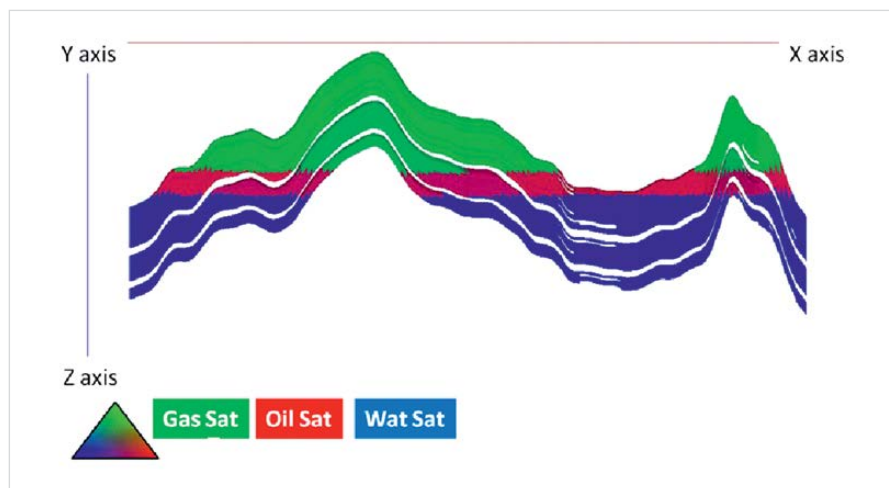


Рис. 1. — Геологический профиль залежи неокомского яруса  
Fig. 1 — Neokomian formation cross section

(по четыре на каждую трубу хвостовика), что было обусловлено необходимостью снижения интенсивности притока на данном участке ствола, а также снижения рабочей депрессии из-за высокого риска прорыва свободного газа газовой шапки.

- Устройства контроля притока, расположенные в зонах с высокой проницаемостью, в интервалах 2607–2653 м и 2861–2930 м были оснащены штуцерами  $\varnothing 2,5$  мм (по два на каждую трубу хвостовика) с целью предотвращения раннего прорыва газа в этих интервалах [3].
- В интервалах с низкой проницаемостью были установлены устройства контроля притока, оснащенные штуцерами большего диаметра ( $\varnothing 4,0$  мм), по четыре на каждую трубу хвостовика (рис. 2).

В условиях горизонтальной скважины,

имеющей низкую рабочую депрессию на пласт, установка оптоволоконного кабеля производилась на внешней поверхности кожуха противопесочных фильтров. Подобный способ установки оптоволоконного кабеля в комбинации с устройствами контроля притока, основанный на эффекте Джоуля-Томсона, обеспечивает уникальную возможность прямого измерения температуры притока на отдельных интервалах ствола скважины, исключая при этом эффект термодиффузии. Такое явление возникает при смешивании внутри ствола скважины флюида, поступающего из различных продуктивных интервалов, и считается осложняющим фактором при проведении интерпретации. При таком расположении кабеля изменение температуры притока будет связано исключительно с перепадом забойного давления на определенном участке ствола скважины и

свойствами флюида. Мониторинг изменения этих параметров в течение определенного промежутка времени способствует локализации поступления свободного (прорывного) газа в ствол скважины.

Стыковка верхнего (колонна НКТ) и нижнего (хвостовик-фильтр) заканчивания производилась с помощью системы CLWM (мокрого соединения), состоящего из двух частей: стингера и приемника. Такая система позволяет производить механическое соединение оптоволоконного кабеля в условиях скважинной среды. В каждой секции фильтра имеются продольные пазы, в которых размещается оптоволоконный кабель системы распределенного измерения температуры (DTS) с плоской оплеткой (рис. 3).

Для оптоволоконного распределенного измерения температуры используется

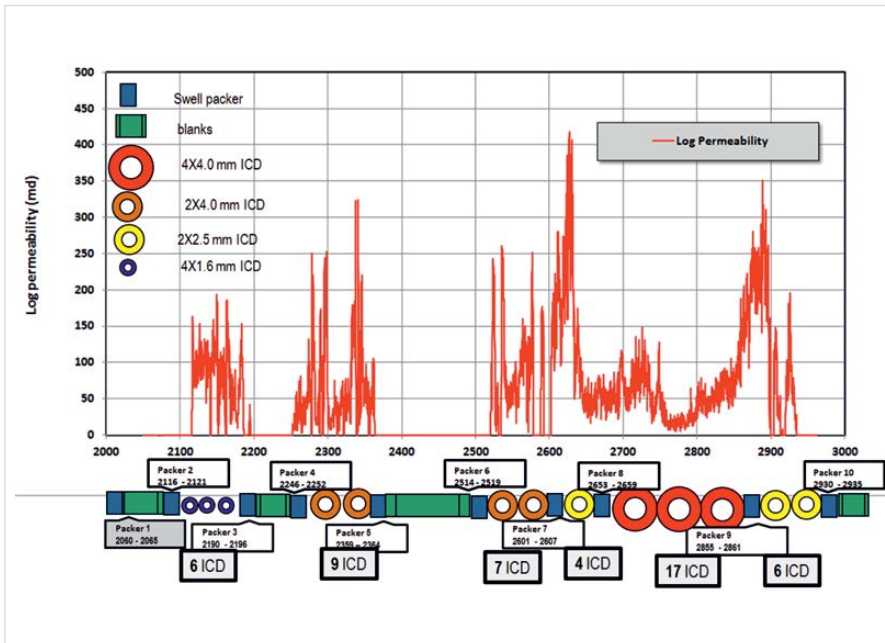


Рис. 2 — Схема заканчивания скважины с устройствами контроля притока  
Fig. 2 — ICD well completion design

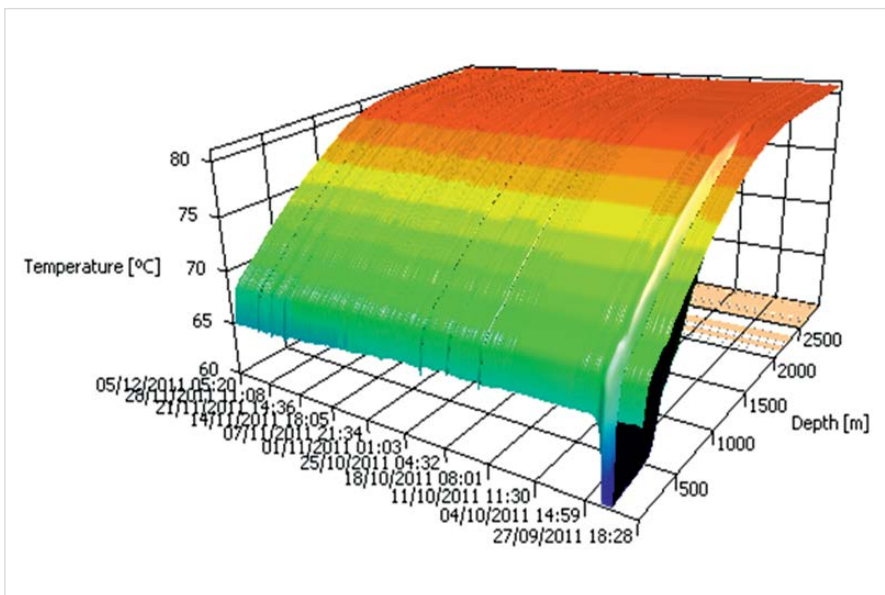


Рис. 4 — Данные распределенного измерения температуры по всему стволу скважины  
Fig. 4 — All the DTS data over the whole well



Рис. 3 — Противопесочный фильтр с проложенным оптоволоконным кабелем в плоской оплетке; стингер и приемник системы CLWM; разбухающие пакеры с проводными каналами  
Fig. 3 — Sand screen with DTS flatpack; stinger and connector; swellable packers with cable holes

промышленный лазер, который посылает световые импульсы по оптоволокну со скоростью 10 наносекунд. При прохождении каждого пучка света небольшое его количество отражается молекулами волокна. Такой обратно-рассеянный свет анализируется для измерения температуры на протяжении всей длины оптоволокну. На рис. 4 приведено трехмерное изображение со всеми данными распределенного измерения температуры, зарегистрированными в скважине за 6 мес. наблюдений. На рис. 5 отображены выбранные температурные кривые, полученные системой распределенного измерения температуры за указанный период времени (по одной кривой на каждый месяц), совмещенные с кривой гамма-каротажа. Синей линией обозначена траектория скважины и ее положение по глубине.

Отметим, что с увеличением газосодержания в добываемой жидкости наблюдается снижение температуры за счет изменения тепловых свойств скважинного флюида. Наблюдается общая тенденция снижения температуры с течением времени, а в некоторых интервалах продуктивного пласта наблюдается возрастающий эффект охлаждения флюида до 0,6°C в течение указанного периода времени. На рис. 6 приведена 3D визуализация, созданная на основе всех данных распределенного измерения температуры за

указанный период регистрации измерений, где четко прослеживается возрастающий эффект охлаждения флюида на отдельных интервалах коллектора с течением времени (температурная шкала перевернута: понижение температуры на шкале снизу-вверх). Температура притока, измеряемая в затрубном пространстве в различных продуктивных интервалах пласта, находится в зависимости от величины депрессии на пласт и термодинамического коэффициента Джоуля-Томсона, который является количественной характеристикой эффекта Джоуля-Томсона и определяется отношением изменения температуры газа к вызвавшему его изменению давления:

$$\mu = \Delta T / \Delta p$$

Исходя из этого, при условии, что величина депрессии на пласт остается стабильной, величина изменения температуры будет отражать изменение коэффициента Джоуля-Томсона для потока скважинного флюида [4]. Следовательно, температура, измеряемая в продуктивном интервале коллектора с помощью оптоволоконного кабеля, расположенного на внешней стенке фильтра, не является температурой смешанного потока флюида из разных интервалов скважины, а, напротив, служит прямым показателем свойств потока флюида непосредственно при его поступлении из пласта в

скважину, при стабильной величине пластового давления.

Нефть и вода имеют практически идентичные коэффициенты Джоуля-Томсона, поэтому было невозможно использовать температурные измерения для определения интервалов поступления воды с момента запуска скважины в эксплуатацию, так как скважина была введена в эксплуатацию с достаточно высоким (>40) процентом содержания воды в продукции. При этом, прямым показателем увеличения значения промыслового газового фактора с течением времени будет снижение температуры пластового флюида в локальных зонах горизонтального ствола. Это обусловлено тем фактом, что коэффициент Джоуля-Томсона для газа значительно отличается от термодинамических коэффициентов нефти и воды. Данные, приведенные на рис. 5 и 6, отображают представленную зависимость и позволяют определить интервалы продуктивного пласта, в которых происходят прорывы свободного газа газовой шапки. Анализ различных сценариев работы скважины на базе данных распределенного измерения температуры проводился при помощи скважинного температурного симулятора в течение различных временных промежутков [5].

На рис. 7 изображена тепловая модель притока с учетом эффекта Джоуля-Томсона в соответствии с данными измерений,

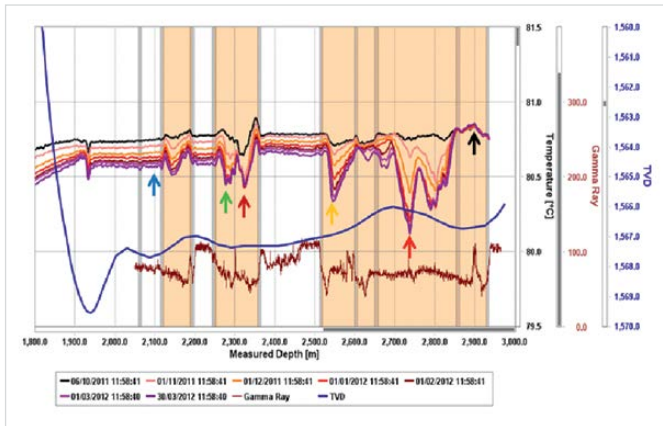


Рис. 5 — Температурные кривые, отобранные за период проведения измерений  
Fig. 5 — Selected DTS traces

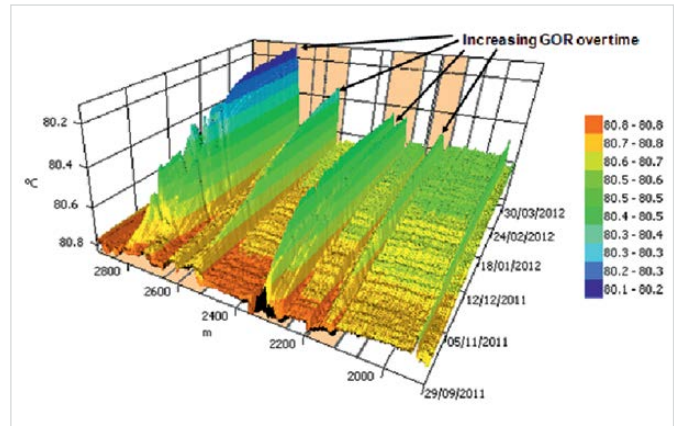


Рис. 6 — Трехмерное изображение замеров, полученных при помощи системы оптоволоконного измерения температуры, исходя из временной зависимости  
Fig. 6 — 3D picture of DTS temperature vs. time for the reservoirs

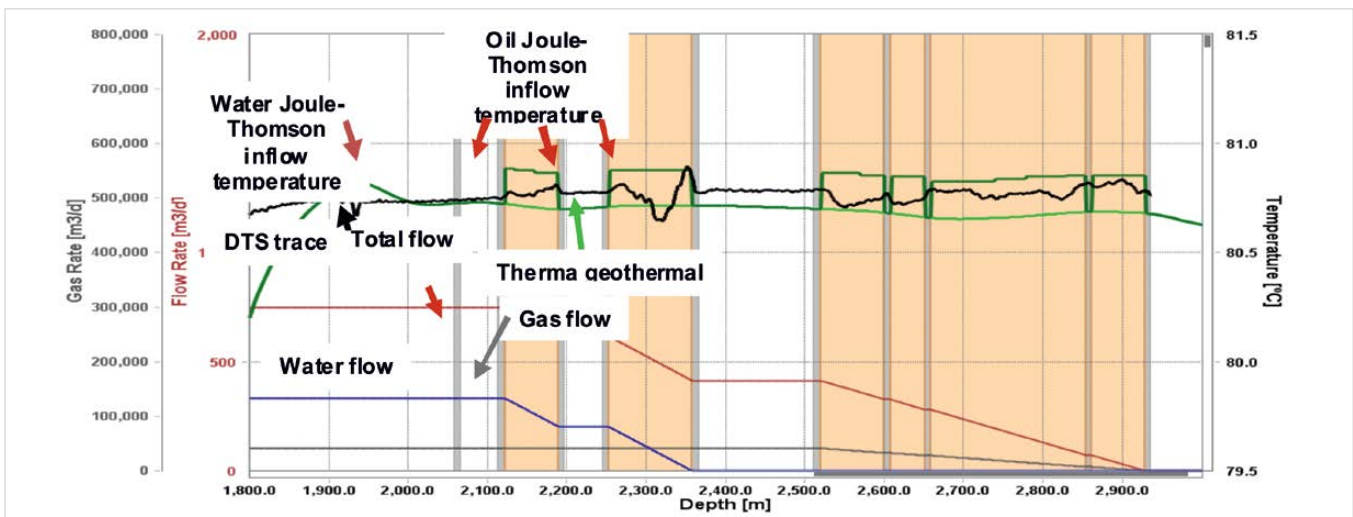


Рис. 7 — Температурная модель притока с учетом эффекта Джоуля-Томсона и наложением ее на температурную кривую, полученную в результате измерений с помощью оптоволоконной системы; первые дни периода наблюдений  
Fig. 7 — Thermal model Joule-Thomson inflow temperatures; DTS data of initial monitoring period

полученными через несколько дней после ввода скважины в эксплуатацию. Данная модель была создана посредством разбивки интервалов коллектора на микро-интервалы; при этом отдельные величины газосодержания в этих интервалах корректировались до достижения соответствия расчетных данных температуры притока с фактическими данными, полученными системой распределенного измерения температуры при помощи оптоволоконного кабеля (интервалы оранжевого цвета).

Благодаря корректировке данных общий дебит по газу увеличивается до 90 тыс. м<sup>3</sup>/сутки — именно это значение было зарегистрировано на устье скважины мультифазной замерной установкой. Отсутствие повышения газосодержания в интервале характеризуется наивысшим значением температуры на отметке 2350 м, в то время как низшее значение температуры на отметке 2320 м свидетельствует об увеличении газосодержания в интервале значения от 104 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до 450 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На рис. 8 приведены результаты измерений, выполненных в конце шестимесячного периода наблюдения (сиреневая кривая), а также результаты адаптации к этой кривой значений вычисления температуры притока с учетом коэффициента Джоуля-Томсона. По состоянию на этот период, интервал с

наивысшим газосодержанием, которое составляет 3000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, находится на отметке 2735 м. Необходимо отметить, что общий дебит газа по скважине после адаптации результатов моделирования к результатам фактических измерений также возрос до 230 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по сравнению с зафиксированным дебитом, равным 275 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

При составлении всех вышеописанных термальных моделей предполагается, что распределение притока, в том числе воды, на начальном этапе работы скважины происходит достаточно равномерно. Благодаря корректировке наиболее актуальной за период наблюдения модели на рис. 8, появилась возможность продемонстрировать ожидаемые результаты в случае, если бы вся пластовая вода отбиралась из двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины, а из остальных интервалов производился бы отбор безводной нефти (рис. 9). Следует отметить, что если бы 100% пластовой воды поступали бы из этих двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины, то следовало бы ожидать повышения температуры притока за счет эффекта Джоуля-Томсона, однако наблюдается ее понижение. Поскольку отбор нефти теперь производится из интервалов, расположенных ниже отметки 2400 м, вычисленные значения температуры притока за счет

эффекта Джоуля-Томсона в интервалах, начиная с отметки 2400 м и до проектной глубины, будут значительно выше значений, полученных в результате измерений. Это не является реалистичным сценарием добычи.

Если предположить, что из двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины поступает приток только нефти, а из интервалов, расположенных ниже отметки 2400 м — воды, то получим результаты, приведенные на рис. 10. В данном случае, охлаждение потока флюида за счет эффекта Джоуля-Томсона на двух интервалах «пяточной» области ствола скважины будет значительно по сравнению с фактической величиной, полученной в результате измерений; на нижних интервалах результаты моделирования будут гораздо ниже результатов измерений. Следует отметить, что в этом случае для достижения необходимого дебита на устье скважины степень обводненности нефти, поступающей из нижней части коллектора, должна составлять 70%, за исключением самого нижнего интервала. Поэтому в интервале между отметками 2400 м и 2850 м фиксируется высокое газосодержание нефти, что объясняет низкое значение температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона, в отличие от предыдущего сценария, приведенного на

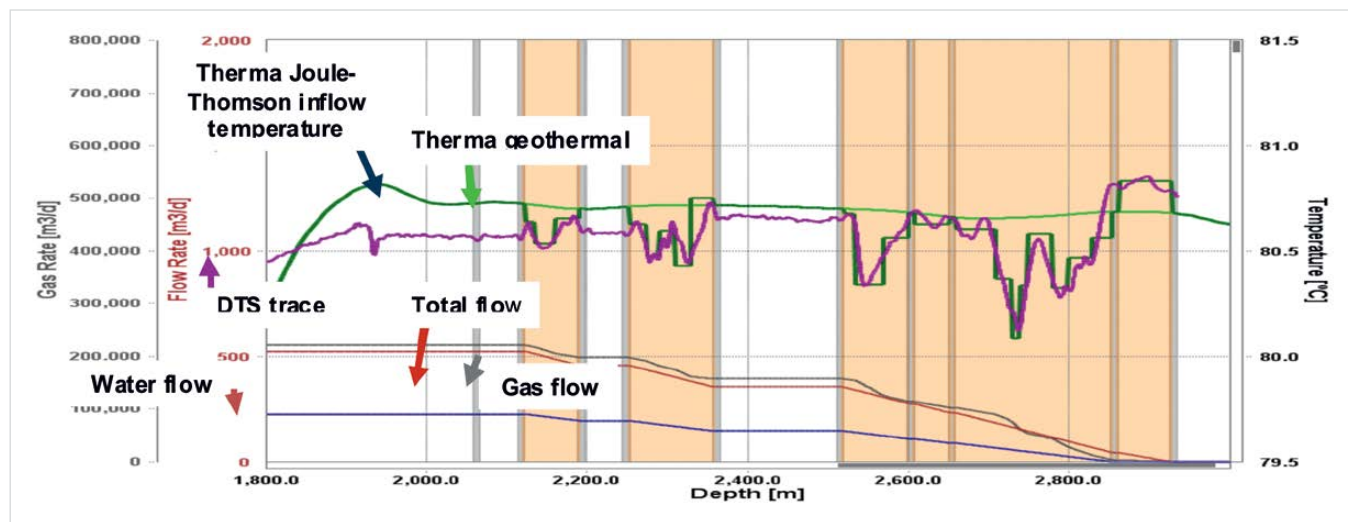


Рис. 8 — Температурная модель притока с учетом воздействия эффекта Джоуля-Томсона; последние дни периода наблюдений  
Fig. 8 — Therma model Joule-Thomson inflow temperatures; DTS data of last monitoring period

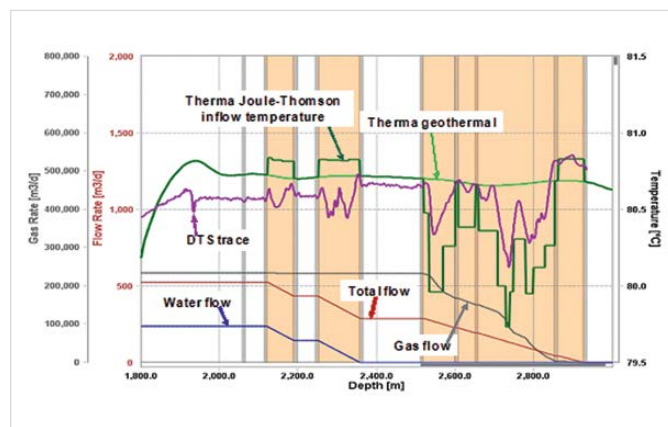


Рис. 9 — Моделирование предполагаемого притока воды из начальной («пяточной») части скважины  
Fig. 9 — Therma model Joule-Thomson inflow temperatures DTS data with water production from the heel of well

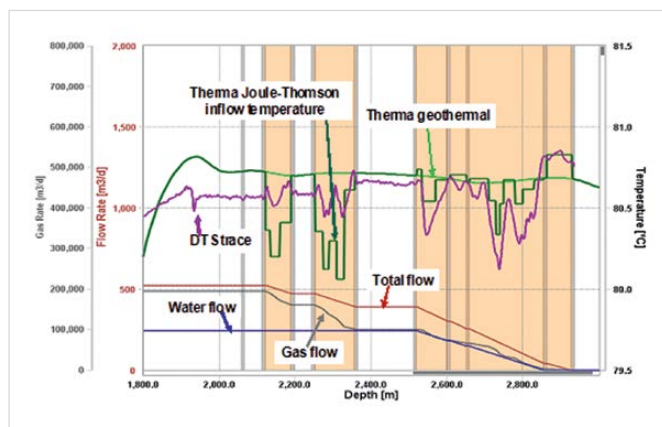


Рис. 10 — Моделирование предполагаемого притока воды из удаленной («носочной») части скважины  
Fig. 10 — Therma model Joule-Thomson inflow temperatures DTS data with water production from the toe of well

рис. 9 с вероятным притоком воды только их двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины.

Таким образом, поскольку ни один из двух вышеприведенных сценариев не соответствует фактическим данным, можно сделать вывод о том, что приток воды равномерно распределен по всей длине продуктивного интервала (горизонтального ствола скважины).

#### Итоги

Система распределенного измерения температуры была применена на месторождении им. Ю. Корчагина в горизонтальной добывающей скважине с установкой оптоволоконного кабеля в качестве элемента комплекса оборудования заканчивания скважины в продуктивной части пласта. Выполнен термальный анализ за период наблюдений и температурные модели притока многофазного флюида.

#### Выводы

Оптоволоконный кабель, расположенный в продуктивной части нефтяной оторочки, является эффективным методом получения информации о распределении притока флюида по длине ствола, понимания динамики работы скважины. Анализ и моделирование притока флюида на основе данных распределенной термометрии позволяют прогнозировать и локализовать интервалы поступления свободного газа и подошвенной воды. Такой прогноз является незаменимым инструментом при принятии инженерных и управленческих решений в вопросах оптимизации работы скважины и управления добычей углеводородов.

#### Список литературы

1. Санбал Дж., Лауритцен Е., Хемблинг Д. Е., Маджпоур А. Рассмотрение опыта успешного применения устройств контроля притока штурцного типа для улучшения процесса

очистки горизонтальной скважины и эффективности вытеснения в условиях песчаных и карбонатных пластов. SPE 120795, 2008.

2. Леюнг Е., Нухаев М., Готтумуккала В., Самосир Х. и др. Размещение горизонтальных скважин и оптимизация заканчивания в условиях карбонатных коллекторов. SPE 140048, 2010.
3. Семенов А., Малышев В., Нухаев М. Системный подход при заканчивании горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении. SPE 129105, 2010.
4. Стеффенсен Р., Смит Р. Значение эффекта нагревания/охлаждения по Джоулю-Томсону при интерпретации данных термометрии. SPE 4636, 1973.
5. Чертенков М., Делия С., Семикин Д., Браун Д., и др. Определение интервалов прорыва газа и мониторинг добычи с применением систем заканчивания с устройствами регулирования притока. SPE-159581-MS, 2012.

## Analysis and simulation of horizontal well inflow, based on distributed temperature survey

UDC 622.276

#### Authors:

**Dmitry A. Semikin** — geological operations department head<sup>1</sup>; [dsemik@yandex.ru](mailto:dsemik@yandex.ru)

**Marat T. Nukhaev** — Ph.D., associate professor<sup>2</sup>; [mnukhaev@hotmail.com](mailto:mnukhaev@hotmail.com)

**Andrey V. Zhakovschikov** — lead engineer<sup>3</sup>; [azhakovschikov@gmail.com](mailto:azhakovschikov@gmail.com)

<sup>1</sup>Shatskmoreftegaz, LLC branch, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

<sup>3</sup>LUKOIL-Nizhnevolshskneft, LLC, Astrakhan, Russian Federation

#### Abstract

The approach for fluid inflow optimization, based on the results of the distributed temperature survey (DTS) and the simulation of supposed inflow under different conditions of the extended horizontal wells in oil rim, is described in the article.

#### Materials and methods

The project, based on the field experience, includes the description of problems while developing contact reservoirs; realization of technological and process solutions when tooling up the productivity sector of well bore.

Well inflow temperature models for different

production well zones are also described in the article.

#### Results

DTS was applied in a horizontal producing well of the Yu. Korchagin oil field by means of installation of a fiber optic cable as an element of the equipment complex of well completion into the effective pay. The thermal analysis over the observation period was made and temperature models of multiphase fluid inflow were constructed.

#### Conclusions

The fiber optic cable, run through the pay zone in the oil rim, allows to get the

information about the fluid distribution along the well depth and gives understanding of well dynamics.

The analysis and modeling of fluid flow, based on DTS data, gives the opportunity to make a forecast and to identify intervals of the free gas and the bottom water. The forecast is considered to be the essential tool for engineering and management solutions for the purpose of optimizing the performance of the well and the hydrocarbon production management.

#### Keywords

fiber optic cable, the system of DTS, thermal profiles, well inflow temperature model

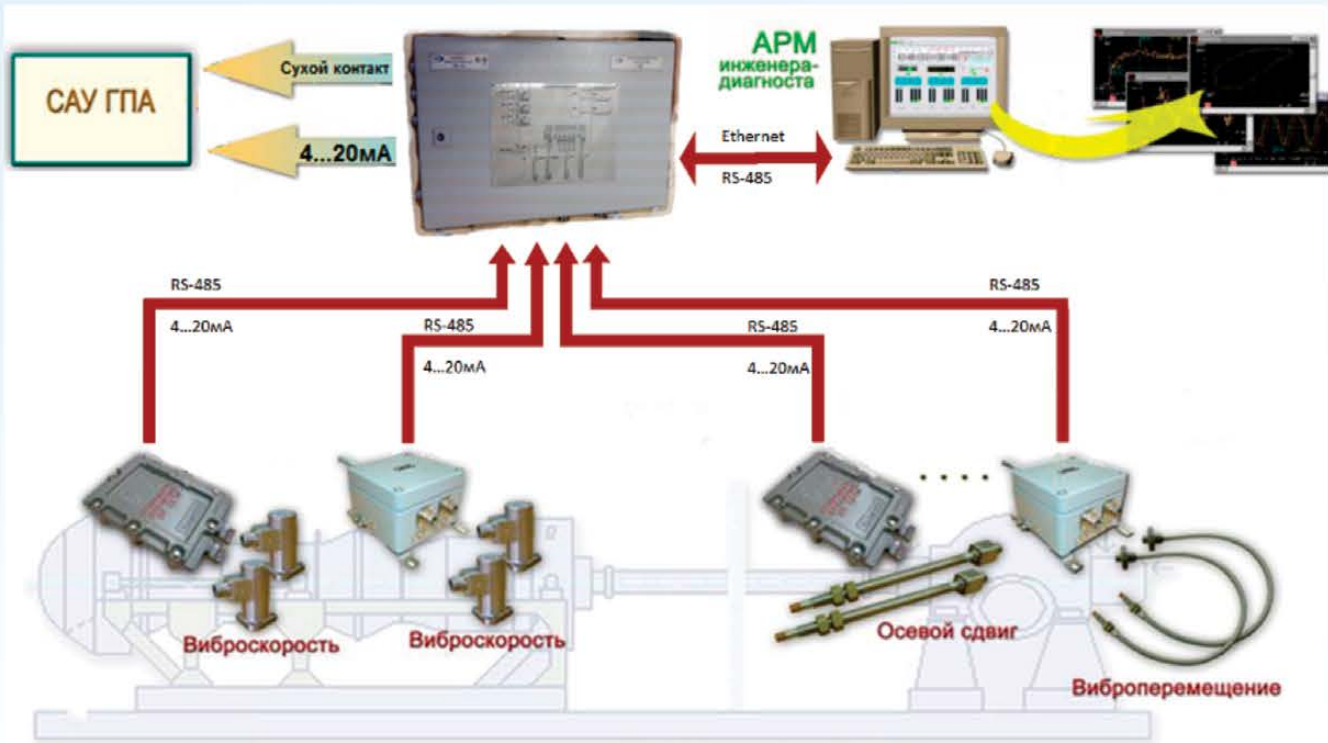
#### References

1. Sanbal Dzh., Lauritssen E., Khembling D.E., Madzhpour A. *Rassmotrenie opyta uspehnogo primeneniya ustroystv kontrolya pritoka shtutsernogo tipa dlya uluchsheniya protsessa ochistki gorizonta'noy skvazhiny i effektivnosti vytesneniya v usloviyakh peschanykh i karbonatnykh plastov* [Case histories of improved horizontal well cleanup and sweep efficiency with nozzle based inflow control devices (ICD) in sandstone and carbonate reservoirs]. SPE 120795, 2008.
2. Leyung E., Nukhaev M., Gottumukkala V.,

- Samosir Kh. and oth. *Razmeshchenie gorizonta'nykh skvazhin i optimizatsiya zakanchivaniya v usloviyakh karbonatnykh kollektorov* [Horizontal well placement and completion optimization in carbonate reservoirs]. SPE 140048, 2010.
3. Semenov A., Malyshev V., Nukhaev M. *Sistemnyy podkhod pri zakanchivani gorizonta'nykh skvazhin na Vankorskom mestorozhdenii* [System approach to horizontal well completion in the Vankor field]. SPE 129105, 2010.
4. Steffensen R., Smit R. *Znachenie*

- effekta nagrevaniya/okhlazhdeniya po Dzhoul'yu-Tomsonu pri interpretatsii dannykh termometrii* [The importance of Joule-Thomson heating (or cooling) in temperature log interpretation]. SPE 4636, 1973.
5. Chertentkov M., Deliya S., Semikin D., Braun D. and oth. *Opreделение intervalov proryva gaza i monitoring dobychi s primeneniem sistem zakanchivaniya s ustroystvami regulirovaniya pritoka* [Gas breakthrough detection and production monitoring from icd screen completion on Lukoil]. SPE-159581-MS, 2012.

## Комплексы виброконтрольные КВ-А / Vibration monitoring complexes KV-A



### Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин / Vibration monitoring of compressors, gas turbines



Датчики виброскорости ДВС-И / Vibration velocity sensor DVS-I

Датчики перемещения ДП-И / Displacement sensor DP-I

### Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов / Vibration monitoring of pumps, electric motors, fans



Аппаратура измерения вибрации ИВА-И, ИВА-М / Absolute vibration measurement equipment IVA-I, IVA-M



Датчики вибрации трёхкоординатные ДВА-И3 / Three-component absolute vibration sensor DVA-I3

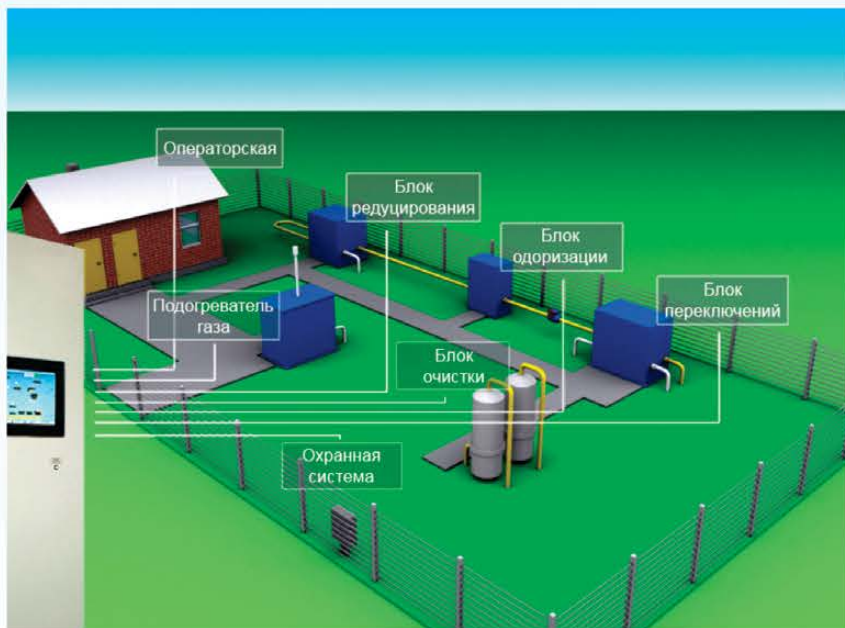
#### ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

ООО "ЭНЕРГОГАЗПРИБОР"  
 Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14  
 Тел./факс (831) 434-11-23, 434-11-24  
 www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"  
 Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15  
 Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45  
 E-mail: director@volgogaz.com

Комплекс измерительно-вычислительный  
управляющий для ГПС КУРС-НГ/  
Measuring and computing complex KURS-NG



Указатель уровня  
магнитный визуальный РУУ-М /  
Magnetic liquid-level  
indicator RUU-M



Автоматические системы одоризации газа АСОГ /  
Automatic Gas Odorization Systems ASOG

АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15  
(блочное исполнение для любых типов ГПС /  
block design for all types of GDS)



АСОГ ИЦФР.423314.001...-09  
(на замену капельницы  
для любых типов ГПС /  
to replace the dropper  
for all types of GDS)



**ORDERING EQUIPMENT:**

**ENERGOGAZPRIBOR, Ltd.**  
Trudovaya str. 14, Nizhny Novgorod, Russia  
Tel./fax +7(831) 434-11-23, 434-11-24  
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

**ENGINEERING ADVICE:**

**SPA SAROV-VOLGOGAZ, Ltd.**  
Yuzhnoe highway, 12, bld. 15, N. Novgorod region, Sarov, Russia  
Тел. (83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45  
E-mail: director@volgogaz.com

# Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования

Д.Ю. Чудинова  
преподаватель кафедры<sup>1,2</sup>  
miracle77@mai.ru

М.Р. Дулкарнаев  
к.т.н., заместитель генерального директора по  
разработке месторождений – главный геолог<sup>3</sup>

Ю.А. Котенев  
д.т.н., заведующий кафедрой<sup>1,2</sup>  
geokot@inbox.ru

Ш.Х. Султанов  
д.т.н., профессор кафедры<sup>1,2</sup>  
ssultanov@mail.ru

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет», Уфа,  
Россия

<sup>2</sup>Институт стратегических исследований  
Республики Башкортостан, Центр  
нефтегазовых технологий и новых  
материалов, Уфа, Россия

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП  
«Повхнефтегаз», Когалым, Россия

**Проведено группирование по множеству признаков фонда скважин пласта крупного месторождения нефти Западной Сибири с использованием искусственной нейронной сети. Для группирования использовалось исходное множество, включающее 555 объектов, из них 95% было выбрано как обучающее множество и 5% — как тестовое. Для обучения нейронной сети были приняты 17 признаков, характеризующие как геолого-физические, так и технологические параметры пласта. По результатам настройки и последующего обучения нейронной сети, было выделено 4 группы скважин, наиболее близких по своим геологическим и технологическим параметрам. Для каждой группы скважин в работе описаны параметры, характеризующие уникальность выбранной группы. Дана привязка к локализации в пространственном отношении пласта и к остаточным запасам нефти. Для каждой группы предложены рекомендации по вовлечению остаточных запасов нефти в активную разработку.**

Многие крупные месторождения России находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся низкими дебитами нефти и высокой степенью обводненности.

Остаточные запасы, имеющиеся в обводненных пропластках — это важный ресурс для компаний-разработчиков. В сложившейся ситуации необходимо понимать структуру остаточных извлекаемых запасов с целью эффективного подбора геолого-технических мероприятий и внедрения новых или совершенствования существующих технологий [3, 6].

Объектами дифференциации могут выступать скважины как носители информации о геологическом строении и особенностях продуктивных пластов, о технологических параметрах разработки этих пластов.

Ранжирование скважин и объединение их в группы по ряду как геолого-физических, так и технологических признаков позволяет понять состояние степени выработки запасов из пластов-коллекторов и выступает аппаратом для дальнейшего регулирования и мониторинга состояния разработки продуктивных пластов.

Объектом исследования является наиболее продуктивный пласт одного из крупных месторождений Западной Сибири, территориально принадлежащий к северу Сургутского свода. Пласт содержит более 50% начальных извлекаемых запасов. На текущую дату объект исследования находится на поздней стадии разработки (эксплуатируется с 1987 г.). Отбор от НИЗ превышает 65%, средняя обводненность по действующему эксплуатационному фонду составляет порядка 78%. Большинство скважин работают с низкими дебитами по нефти и жидкости (менее 8 т/сут) [1, 2].

Значение пористости для пласта достигает 0,234 д.ед (в среднем 0,19 д.ед.), проницаемости — 900 мД (в среднем 57 мД), расчлененности — 25 (в среднем — 7), коэффициент песчаности в среднем составляет 0,36 д.ед.

Количество остаточных извлекаемых запасов для исследуемого пласта находится на уровне, который требует дополнительного изучения с целью оптимального вовлечения их в активную разработку.

## Методика исследования

С целью классификации скважин изучаемого пласта по множеству признаков было проведено группирование фонда скважин с использованием искусственных нейронных сетей.

В ходе изучения компонентов векторов и построения искусственной нейронной сети было выявлено, что сеть в исследовании является сетью с прямой связью. Такая сеть — универсальное средство аппроксимации функций, что

позволяет их использовать в решении задач классификации.

Группирование или классификация с помощью искусственных нейронных сетей включало в себя несколько этапов.

Первый этап — формирование матрицы фонда скважин. Представительность полученной выборки — 555 скважин. Следует отметить, что в выборке присутствует и добывающий, и нагнетательный фонд.

В общей сложности рассмотрены 18 признаков, выбранных параметров в количественном отношении было достаточно для обучения нейронной сети.

На втором этапе входные параметры были нормированы. Нормировка данных необходима, поскольку нейронные сети работают с данными, представленными числами в диапазоне 0..1, а исходные данные могут иметь произвольный диапазон или быть нечисловыми данными.

На третьем этапе работы по анализируемым параметрам по скважинам проведен корреляционный анализ, в результате которого ряд входных параметров был исключен вследствие наличия парной корреляции между параметрами (выше порогового значения 0,5). Далее процедура повторялась для оставшихся анализируемых параметров. Результаты корреляционного анализа приведены в таб. 1.

На третьем этапе полученная выборка с оставшимися 17 параметрами подвергалась процедуре обучения нейронной сети. По мнению авторов, несмотря на взаимную корреляцию некоторых параметров, для входного множества были использованы практически все признаки. Данный факт обусловлен необходимостью увеличения размерности пространства признаков (количество компонент входного вектора, соответствующего образцу). Данное увеличение размерности пространства не повлияло на степень обучения сети.

Оценивались следующие геологические, технологические и расчетные параметры: коэффициент пористости, проницаемость, нефтенасыщенность, коэффициент песчаности, коэффициент расчлененности, эффективная нефтенасыщенная толщина, обводненность текущая, обводненность накопленная, пластовое давление текущее, остаточные запасы, текущий дебит нефти, текущий дебит жидкости, время работы в часах, накопленный отбор нефти, накопленный отбор жидкости, начальный дебит нефти, начальный дебит жидкости.

После этого оставшееся входное множество было подвергнуто процедуре обучения нейронной сети.

Исходное множество включало 555 данных, из них 95% было выбрано как обучающее множество (527 единиц данных множества) и 5% как тестовое (28 единиц данных множества).



### Материалы и методы

Геолого-промысловые данные, прокси-модель, искусственная нейронная сеть, геолого-статистические модели, геологическое и гидродинамическое моделирование.

### Ключевые слова

нейронная сеть, остаточные запасы нефти, параметры нейронной сети

До обучения нейронной сети была выбрана топология сети: количество слоев, которое авторами было определено как 1, а число нейронов в слое было принято равным 2. Функция активации нейронов была задана как «гипертангенс» со значением крутизны 1,0. Использован алгоритм обучения сети «Resilient Propagation» (PRORP). Указанный алгоритм использует так называемое «обучение по эпохам», когда коррекция весов происходит после

предъявления сети всех примеров из обучающей выборки. Количество эпох было равным 10000. Время обучения нейронной сети составило 11578 мс (рис. 1).

После настройки параметров нейронной сети и проведения процедуры обучения архитектура нейронной сети была оптимизирована до уровня, который обеспечил наилучшую способность к обобщению и оценке качества работы по тестовому множеству.

	Столбец 1	Столбец 2	Столбец 3	Столбец 4	Столбец 5	Столбец 6	Столбец 7	Столбец 8	Столбец 9	Столбец 10	Столбец 11	Столбец 12	Столбец 13	Столбец 14	Столбец 15	Столбец 16	Столбец 17	Столбец 18
Столбец 1	1,00																	
Столбец 2	0,58	1,00																
Столбец 3	-0,50	-0,21	1,00															
Столбец 4	0,58	0,42	-0,68	1,00														
Столбец 5	-0,31	-0,38	0,39	-0,56	1,00													
Столбец 6	0,11	-0,13	-0,13	0,02	0,65	1,00												
Столбец 7	0,13	0,06	0,03	0,12	0,00	0,10	1,00											
Столбец 8	0,10	0,07	0,09	0,11	-0,01	0,02	0,83	1,00										
Столбец 9	0,02	0,07	0,11	0,01	-0,01	-0,02	0,55	0,39	1,00									
Столбец 10	-0,38	-0,17	0,76	-0,54	0,77	0,34	0,02	0,06	0,06	1,00								
Столбец 11	0,12	0,04	-0,25	0,11	-0,04	0,15	-0,44	-0,38	-0,24	-0,16	1,00							
Столбец 12	0,38	0,23	-0,32	0,28	-0,03	0,29	0,40	0,40	0,10	-0,18	0,22	1,00						
Столбец 13	0,08	0,08	-0,04	0,10	0,00	0,16	0,63	0,48	0,33	-0,03	-0,14	0,58	1,00					
Столбец 14	0,29	0,21	-0,23	0,20	-0,03	0,24	0,33	0,12	0,08	-0,13	0,14	0,67	0,60	1,00				
Столбец 15	0,33	0,23	-0,26	0,23	-0,02	0,28	0,42	0,35	0,11	-0,14	0,08	0,83	0,67	0,89	1,00			
Столбец 16	0,27	0,14	-0,14	0,06	0,11	0,33	0,17	0,11	0,09	-0,03	0,37	0,35	0,16	0,32	0,35	1,00		
Столбец 17	0,16	0,10	-0,19	0,14	-0,04	0,15	0,04	0,03	0,00	-0,12	0,22	0,15	-0,04	0,11	0,13	0,49	1,00	
Столбец 18	0,02	0,11	0,04	-0,03	0,00	0,00	0,09	0,07	0,11	0,05	-0,06	0,03	0,15	0,05	0,07	-0,06	-0,01	1,00

Таб. 1 — Результаты оценки парной корреляции входных параметров  
 Tab. 1 — Results of evaluation of the pair correlation of input parameters

Результатом обучения нейронной сети стала классификация скважин с различными геолого-технологическими параметрами.

В общей сложности, по результатам нейронной сети выделено 4 группы скважин (рис. 2), наиболее близких по своим геологическим и технологическим параметрам.

В двумерном представлении распределение групп скважин по площади участка исследования представлено на рис. 3.

Каждая из выделенных групп обладает своими характерными признаками (таб. 2).

Наибольшее количество скважин приходится на группу 4 (около 40% от всего анализируемого фонда) (рис. 4). Однако, основное

количество остаточных извлекаемых запасов приходится на 1 группу (рис. 5). Первая группа представлена 146 скважинами, что составляет 30% от анализируемого фонда скважин. На 01.01.2017 г. средний дебит по жидкости составил 60,26 м<sup>3</sup>/сут (начальный 18,57 м<sup>3</sup>/сут), по нефти — 8,67 т/сут (начальный дебит 13,34 т/сут), текущая обводненность добываемой продукции — 81,73%. Среднее значение пластового давления 17 МПа. Сопоставление текущих пластовых давлений и текущих дебитов по скважинам первой группы не позволяет установить четкой взаимосвязи между параметрами.

Данная группа имеет повсеместное распространение и характеризуется повышенными запасами, высокой расчлененностью (от 1 до 10 пропластков). Коэффициент пористости — 0,18, проницаемость — на уровне 23,2 мД, с высоким значением начальной нефтенасыщенности — 74%.

На рассматриваемую дату 21 скважина первой группы находится в бездействии, из них 3 — ликвидированы.

Первая группа, в отличие от других, является наиболее продуктивной.

Вторая группа имеет схожие параметры с первой группой. Скважины второй группы, как и первой, в своем большинстве расположены

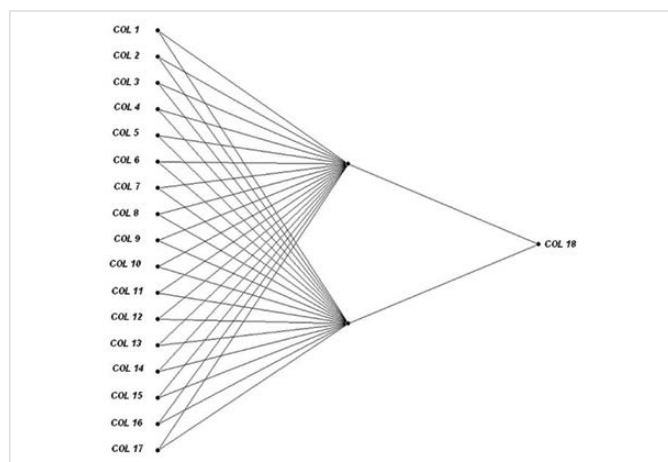


Рис. 1 — Граф нейросети — 1 слой с 2 нейронами

Fig. 1 — Graph of neural work — 1 layer with 2 neural processing elements

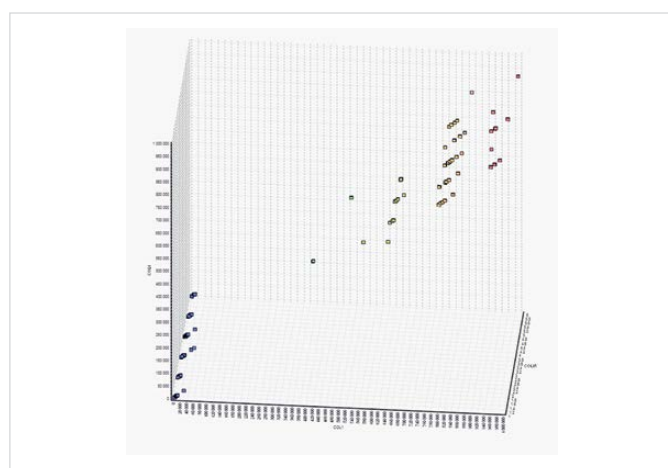


Рис. 2 — Распределение классов в геометрическом гиперпространстве

Fig. 2 — Disposal of classes in geometrical hyperspace

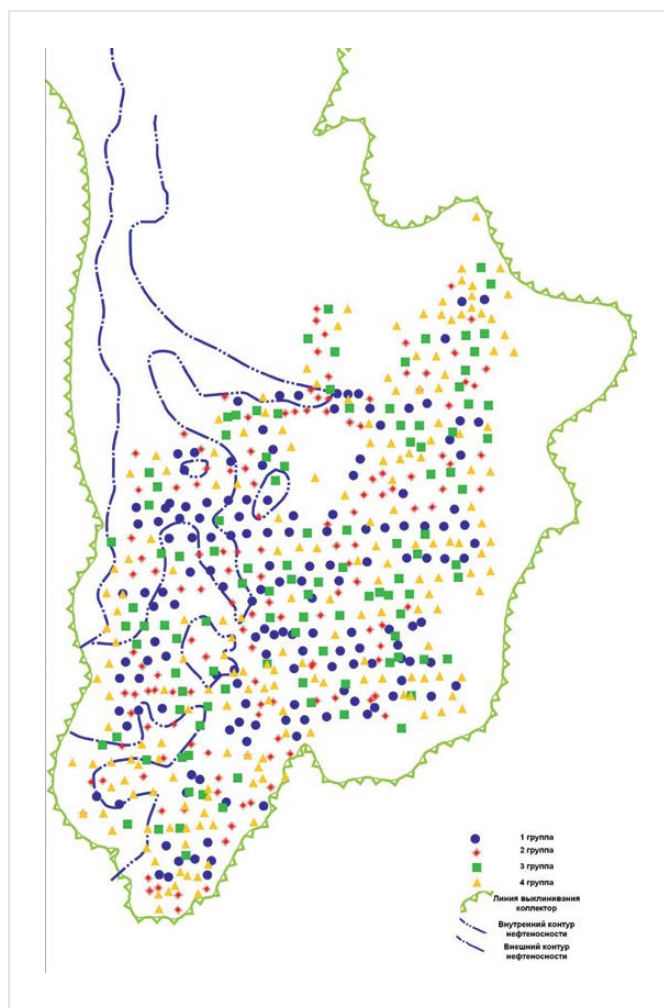


Рис. 3 — Распределение групп скважин, выделенных по нейронным сетям по площади изучаемого пласта

Fig. 3 — Allocation of wells' groups separated, according to neural works in examined formation area

Группа	Пористость, д.ед.	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, д.ед.	Козф. песчанности, д.ед.	Козф. расчлененности	Эфф. Нн.толщина, м	Обводненность текущая, %	Обводненность накопленная, %	Остаточные запасы, т.тонн/га/скв	Текущий дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Текущий дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Время работы, час	Накопленный отбор нефти, тыс.т	Накопленный жидкости, тыс.м <sup>3</sup>	Нач.дебит нефти, т/сут	Нач.дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут
1	0,18	23,12	0,74	0,51	4,39	4,08	81,73	39,48	10,46	8,67	60,26	7308,33	92,75	258,90	13,34	18,57
2	0,16	9,93	0,49	0,42	5,96	5,98	83,57	61,86	10,17	5,60	43,88	2894,92	27,24	77,44	16,44	40,21
3	0,18	18,87	0,50	0,47	4,89	5,26	65,39	54,75	10,12	6,87	27,35	2115,70	21,00	51,69	17,16	40,46
4	0,20	126,68	0,57	0,58	4,74	5,89	63,16	53,31	8,74	10,92	38,65	2348,27	31,88	78,62	24,20	47,13

Таб. 2 — Средние значения геолого-геофизических и технологических параметров по группам скважин  
Tab. 2 — The average values of geological, geophysical and technical parameters by wells' groups

в зонах повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин (большая часть по площади локализована в чистонефтяной зоне). Во второй группе скважины расположены также в зонах высокорасчлененных, с максимальной расчлененностью до 20. Однако средняя проницаемость по второй группе скважин в несколько раз ниже, чем в первой.

Как и по первой группе скважин, во второй отмечается высокая концентрация запасов по разрезу, высокая зональная и слоистая неоднородность.

На долю второй группы приходится около 19% остаточных извлекаемых запасов нефти.

Третья группа, представлена 107 скважинами (10% от общего фонда). Третья группа скважин имеет повсеместное распространение по всему анализируемому пласту. Большая часть их расположена в чисто-нефтяной зоне (ЧНЗ) и часть по периферии водо-нефтяной (ВНЗ).

Отмечено отличие группы скважин от первых двух по начальным и текущим технологическим показателям, а также геологическим параметрам. Средние значения текущих показателей работы скважин следующие: дебит по жидкости — 27,35 м<sup>3</sup>/сут (нач. — 40,64 м<sup>3</sup>/сут), дебит по нефти — 6,87 т/сут (нач. 17,16 т/сут), обводненность — 65,39%. Текущее пластовое давление — 19,3 МПа.

Третья группа от первых двух групп имеет значительные отличия по технологическим параметрам. Так, для скважин этой группы характерно высокое текущее пластовое давление по выделенным группам скважин и относительно низкое значение текущей обводненности. Скважины этой группы имеют самые низкие показатели как времени работы, так и, соответственно, накопленных отборов нефти и жидкости. Скважины третьей группы можно охарактеризовать как низкопродуктивные.

Четвертая группа — самая многочисленная, в нее вошли 187 скважин (40% от общей выборки). Скважины 4 группы в пространственном отношении приурочены как и к ЧНЗ, так и ВНЗ. Отличительной особенностью группы являются

высокие значения проницаемости, пористости, песчаности по скважинам, а также низкие значения расчлененности.

На 01.01.2017 г. средний дебит по жидкости составил 38,65 м<sup>3</sup>/сут (нач. — 47,13 м<sup>3</sup>/сут), по нефти — 10,92 т/сут (нач. — 24,20 т/сут). Среднее значение обводненности — 53,31%. Среднее значение пластового давления — 15,7 МПа.

Таким образом, скважины 4 группы обладают лучшими показателями макронеоднородности и фильтрационно-емкостными свойствами, а также лучшими технологическими показателями.

Зоны расположения четвертой группы скважин можно охарактеризовать как высокопродуктивные.

### Итоги

Проведенное группирование и идентификация действующего фонда скважин по геолого-технологическим признакам позволило оценить структуру действующего фонда скважин, определить малодобитный фонд скважин в группах, выделенных по совокупности признаков, а также выявить возможные причины предельно низких дебитов скважин.

Установлено, что состояние остаточных запасов на данной стадии разработки определяется как геологическими факторами (высокая неоднородность ФЕС по площади и разрезу), так и технологическими.

В связи с этим, рекомендации будут направлены на вовлечение в активную разработку скважин с высокими удельными остаточными запасами с учетом их геологического и, по возможности, технологического фактора. Наиболее перспективной представляется работа с существующим фондом действующих скважин.

### Выводы

Проведение геолого-технологических мероприятий в зонах расположения малодобитных скважин выделенных групп позволит повысить или восстановить энергетическое состояние пласта, увеличить продуктивность

скважин, снизить обводненность добываемой продукции, и в целом вовлечь в разработку запасы низкопроницаемых пластов.

### Список литературы

1. Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В. Геолого-технические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений Когалымской группы на завершающей стадии // Нефтегазовое дело. 2016. №1. С. 119–137.
2. Андреев В.Е., Чижов А.П., Чибисов А.В., Чудинова Д.Ю. и др. Решение задачи классификации эксплуатационного фонда скважин и дифференциации остаточных запасов в карбонатных пластах на примере турнейских залежей Ново-Елховского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №4 (106). С. 54–66.
3. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. и др. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений) // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №3 (49). С. 38–44.
4. Нугайбеков Р.А., Султанов Ш.Х., Варламов Д.И., Чибисов А.В. Сравнительный анализ применения искусственных нейросетей и метода главных компонент при классификации эксплуатационных объектов и прогнозе добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. №10. С. 70–72.
5. Малец О.Н., Турдыматов А.Н., Султанов Ш.Х., Андреев В.Е. и др. Использование статистических методов обработки геологической информации для объективной и качественной классификации продуктивных пластов // Нефтепромысловое дело. 2008. №2. С. 4–6.
6. Султанов Ш.Х. Методика классификации залежей нефти с использованием статистических методов // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6. №1. С. 17–21.

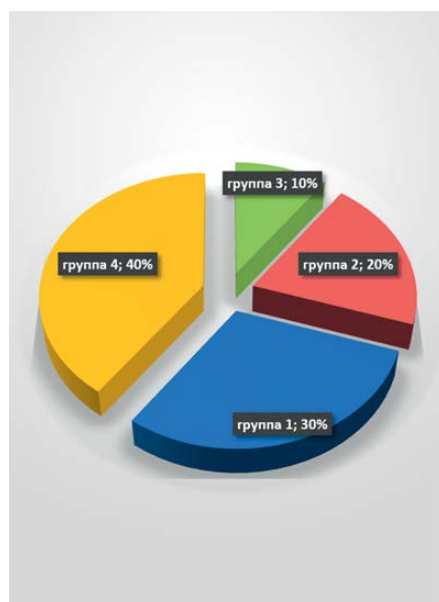


Рис. 4 — Распределение скважин пласта по группам нейронной сети

Fig. 4 — Arrangement of formation's wells in groups of neural work

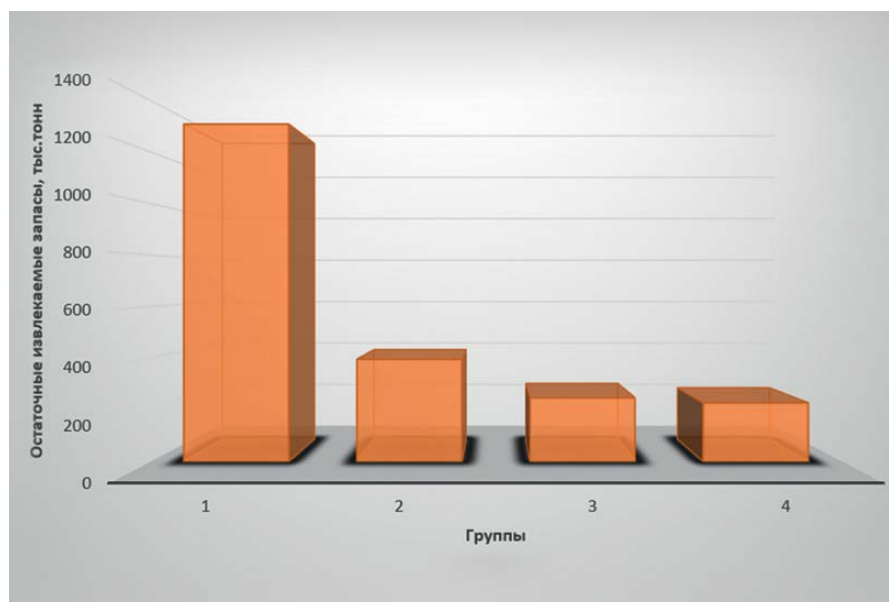


Рис. 5 — Распределение остаточных извлекаемых запасов по группам нейросети

Fig. 5 — Arrangement of remaining recoverable reserves in groups of neural work

## Differentiation of wells in zones with residual reserves of oil, using neural network modelling

### Authors:

**Daria Yu. Chudinova** — lecturer<sup>1,2</sup>; [miracl77@mai.ru](mailto:miracl77@mai.ru)

**Marat R. Dulkarnaev** — Ph.D., deputy general director of the field development – chief geologist<sup>3</sup>

**Yuri A. Kotenev** — Sc.D., head of the department<sup>1,2</sup>; [geokot@inbox.ru](mailto:geokot@inbox.ru)

**Shamil Kh. Sultanov** — Sc.D., professor<sup>1,2</sup>; [ssultanov@mail.ru](mailto:ssultanov@mail.ru)

<sup>1</sup>FGBOU VO "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of strategic researches of the Republic of Bashkortostan, Center of oil and gas technologies and new materials, Ufa, Russian Federation

<sup>3</sup>LUKOIL - Western Siberia" LLC TPP "Povhneftegaz", Kogalym, Russian Federation

### Abstract

The grouping, based on a set of signs of a well stock of layer of the large-scale oil deposit of Western Siberia, using artificial neural network, was carried out. The initial set, including 555 objects, was used for grouping, 95% of objects were chosen from them as the training set and 5% — as test. For training of neural network 17 signs, characterizing both: geological and physical, technological parameters of layer were accepted. As a result of control and the subsequent training of neural network 4 groups of wells, the closest in geological and technological parameters were allocated. For each group of wells the parameters, characterizing uniqueness of the chosen group, are described. The binding to localization in the spatial relation of layer and to residual reserves of oil is given. Recommendations about involvement of residual reserves of oil in active development are offered for each group.

### Materials and methods

Geological fields' data, proxy model, artificial neural network, geological and statistical models, geological and hydrodynamic modeling.

### Results

The carried-out grouping and identification of a producing well stock, according to geological and technological signs, allowed to estimate the structure of a producing well stock; to define a marginal well stock in the signs, allocated on set groups; to establish the possible reasons of extremely low outputs of wells.

It is established that the condition of residual stocks at this stage of development is determined as technological and geological factor (high heterogeneity reservoir properties by the area and a section).

In this regard, recommendations will be

concerned with the active development of wells with high specific residual stocks, taking into account their geological and, whenever possible, technology factors. Work with the existing fund of the operating wells is considered to be the most perspective.

### Conclusions

Holding geological and technological actions in zones of the arrangement of marginal wells of the groups will allow to raise or restore the energy condition of a layer, to increase the efficiency of wells, to reduce the water content of the production, and, in general, to involve reserves of low-permeability layers in the development.

### Keywords

neural network, residual reserves of oil, parameters of neural network

### References

1. Chudinova D.Yu., Sidnev A.V. *Geologo-tekhnicheskie meropriyatiya po kontrolyu i regulirovaniyu razrabotki mestorozhdeniy Kogalym'skoy gruppy na zavershchayushchey stadii* [Geological-technical measures for control and regulation of development of deposits of Kogalym group in concluding stage]. Oil and Gas Business, 2016, issue 1, pp. 119–137.
2. Andreev V.E., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Chudinova D.Yu. and oth. *Reshenie zadachi klassifikatsii ekspluatatsionnogo fonda skvazhin i differentsiatsii ostatochnykh zapasov v karbonatnykh plastakh na primere turneyskikh zalezhey Novo-Elkhovskogo mestorozhdeniya* [The solution of the problem of operating well stock classification and differentiation of residual reserves in carbonate reservoirs on the example of tournaisian deposits of Novo-Elkhovskoye oil field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2016, issue 4 (106), pp. 54–66.
3. Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. and oth. *Metodicheskie osnovy planirovaniya i organizatsii intensivnykh sistem zavodneniya (na primere plastov Vat'eganskogo i Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniy)* [Methodical bases of planning and organizing intensive flooding systems (on the example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields)]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 3 (49), pp. 38–44.
4. Nugaybekov R.A., Sultanov Sh.Kh., Varlamov D.I., Chibisov A.V. *Sravnitel'nyy analiz primeneniya iskusstvennykh neyrosetey i metoda glavnykh komponent pri klassifikatsii ekspluatatsionnykh ob"ektov i prognoze dobychi nefi* [Comparative analysis of application the neural network and dominant component analysis in classification of production facilities and prediction oil production]. Oil industry, 2007, issue 10, pp. 70–72.
5. Malets O.N., Turdymatov A.N., Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E. and oth. *Ispol'zovanie statisticheskikh metodov obrabotki geologicheskoy informatsii dlya ob"ektivnoy i kachestvennoy klassifikatsii produktivnykh plastov* [Using statistical methods of geological data processing for objective classification of productive formation]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, issue 2, pp. 4–6.
6. Sultanov Sh.Kh. *Metodika klassifikatsii zalezhey nefi s ispol'zovaniem statisticheskikh metodov* [Oil's deposits classification using statistiacal methods]. Oil and Gas Business, 2008, Vol. 6, issue 1, pp. 17–21.



## БИТУМЫ НЕФТЯНЫЕ ДОРОЖНЫЕ



ОАО «ТАИФ-НК» — один из крупнейших нефтеперерабатывающих комплексов России, входящий в Группу «ТАИФ». На НПЗ успешно эксплуатируется установка по производству окисленного битума по технологии «БИТУРОКС».

**Продукция:**

БНД 50/70, БНД 70/100 по ГОСТ 33133-2014  
ПБВ-40, ПБВ-60, ПБВ-90 по ГОСТ 52056-2003

**Соответствие:**

ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001.

Высокое качество производимых ОАО «ТАИФ-НК» битумов дает преимущественное право на их применение при строительстве дорог как республиканского, так и федерального значения.

423570, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20  
Телефон +7 (8555) 38-16-16  
Факс +7 (8555) 38-17-17  
referent@taifnk.ru, delo@taif.ru  
www.taifnk.ru



**ONLINE  
CONTRACT**  
[www.onlinecontract.ru](http://www.onlinecontract.ru)

ОАО «ТАИФ-НК» осуществляет торгово-закупочную деятельность на электронной площадке «Onlinecontract»



# КОМПЛЕКСНАЯ ПОСТАВКА ПОДШИПНИКОВ

## SCHAEFFLER

Концерн Schaeffler имеет самую широкую паллету поставки продукции, среди других мировых производителей подшипников.

Для заказа доступно более 225 000 наименований подшипников качения, скольжения, линейных направляющих и сопутствующих изделий.

Schaeffler является одной из крупнейших мировых компаний-производителей подшипников.



В состав компании входит около **80 предприятий** по всему миру и более **150 торговых представительств**. Штат сотрудников около **90 тыс. человек**.



Вся продукция концерна Schaeffler поставляется в Россию только через ООО «Шэффлер Руссланд» и распространяется только через сеть официальных дистрибьюторов.



Крупнейший склад подшипников INA FAG в России.



ООО «Ксена» осуществляет поставку оригинальной подшипниковой продукции из первых рук.

## ЛОГИСТИКА



Заводы



Единый логистический центр



Склад перевозчика GTLS



Таможенная очистка товара М.О.



Склад временного хранения



Склады дилеров





## РАЗВЕТВЛЁННАЯ СЕТЬ ФИЛИАЛОВ КОМПАНИИ с высококвалифицированными сотрудниками



Мы не просто продаем подшипники.  
Мы оказываем всестороннюю поддержку  
нашим клиентам, как собственными силами,  
так и с привлечением специалистов Schaeffler!



## ПОДДЕРЖКА ПРОДАЖ СО СТОРОНЫ ООО «Ксена» и ООО «Шэффлер Руссланд»

Оказание технических консультаций специалистам  
на местах.

Аудит производств, определений слабых мест в  
оборудовании.

Мониторинг состояния подшипников в узлах и  
механизмах.

Проведение обучений.

Проведение шэф-монтажа крупногабаритных  
подшипников.

Создание 3 месячного нескончаемого запаса подшипников  
на базе ООО «Ксена» (обсуждается).

Создание консигнационных складов на каждом  
предприятии (обсуждается).

Возможность дозаказа позиций из общего списка  
потребности с сохранением подписанных цен (фиксация  
цен на продукцию на 1 год).



### ООО «КСЕНА»

614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 55  
+7 (342) 269-68-05; +7 (342) 269-68-06; +7 (342) 269-68-07;  
+7 (342) 269-68-08; +7 (342) 242-97-07; +7 (342) 242-97-08,  
+7 (342) 214-43-06; +7 (342) 214-43-07.  
spa@kcena.ru  
www.fag.kcena.ru

# Исследование конструктивных и технологических параметров водогазового эжектора для утилизации попутного нефтяного газа

**У.М. Абуталипов**

к.т.н., начальник отдела новых технологий  
[AbutalipovUM@bashneft.ru](mailto:AbutalipovUM@bashneft.ru)

**А.Н. Китабов**

к.т.н., ведущий инженер отдела новых технологий  
[KitabovAN@bashneft.ru](mailto:KitabovAN@bashneft.ru)

**П.К. Есипов**

инженер отдела новых технологий  
[EsipovPK@bashneft.ru](mailto:EsipovPK@bashneft.ru)

**А.В. Иванов**

главный специалист отдела новых технологий  
 ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Статья посвящена рассмотрению некоторых способов повышения эффективности работы водогазового эжектора, применяемого для закачки низконапорного попутного нефтяного газа в пласт через систему поддержания пластового давления для его утилизации.**

**Рассмотрено несколько вариантов конструктивного исполнения проточных (сужающихся) частей данной установки с целью оптимизации его рабочих характеристик и увеличения показателей утилизации газа. Представлены результаты опытно-промышленных испытаний данных конструкций проточных частей, проведен сравнительный анализ полученных результатов, выявлены достоинства и**

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли большое внимание уделяется процессам, связанным с извлечением и рациональным использованием углеводородного сырья, в частности, попутного нефтяного газа (ПНГ), сжигаемого на факельных установках. В качестве способов целесообразного расходования ПНГ могут выступать:

1. Потребление газа для удовлетворения потребностей организации (обогрев помещений, работа технологического оборудования от газовых генераторов, и т.д.);
2. Подготовка газа и дальнейшая реализация;
3. Закачка ПНГ в продуктивный пласт.

Каждый метод имеет свои преимущества, недостатки и ограничения. Использование газа для собственных нужд является оптимальным способом, однако на многих месторождениях объемы добываемого ПНГ значительно превышают требуемые.

Подготовка и транспортировка газа потребителям не всегда рациональна, поскольку непосредственно зависит от наличия потенциальных покупателей, а также связана с необходимостью строительства трубопровода.

На некоторых объектах, географическое расположение которых характеризуется значительной удаленностью от потенциальных потребителей или низким качеством продукта (например, низким содержанием метана или высоким содержанием азота и сероводорода), применение первых двух вариантов рационального использования ПНГ оказывается невозможным. В данных случаях оптимальным вариантом утилизации ПНГ без сжигания на факеле является закачка его в продуктивный пласт через водовод системы поддержания пластового давления (ППД).

Однако практическая реализация данного варианта невозможна без специальных устройств, поскольку давление ПНГ достаточно низкое (около 0,2...0,6 МПа), а давление водовода системы ППД может варьироваться от единиц до десятков МПа. Поскольку смешение различных сред возможно только при соблюдении равенства их давлений, в технологическую схему необходимо ввести специальное устройство, позволяющее преобразовывать потенциальную энергию потока жидкости системы ППД в кинетическую энергию таким образом, чтобы давление в зоне смешения сред было одинаковым.

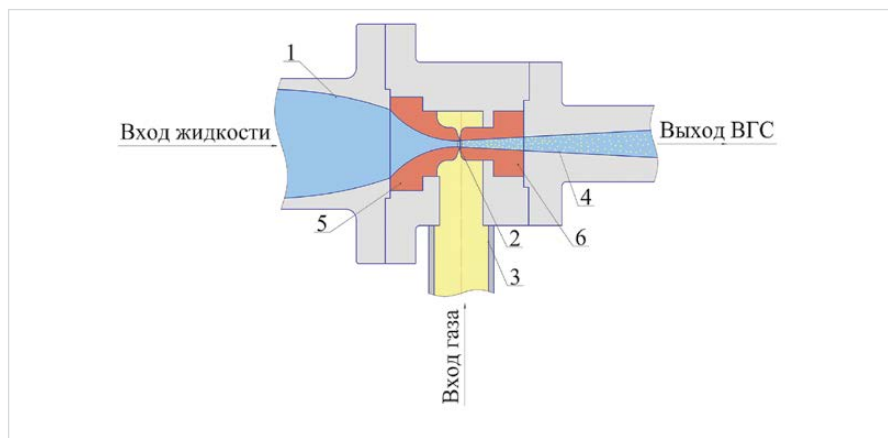


Рис. 1 — Конструкция эжектора Fig. 1 — Constructional design of the ejector

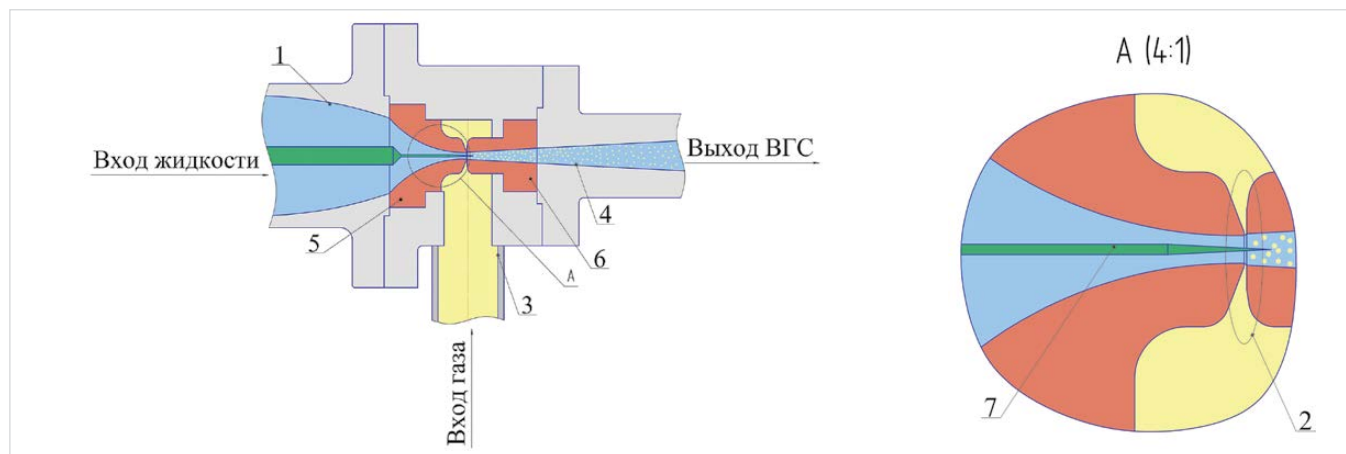


Рис. 2 — Конструкция эжектора с выдвигающейся конусной иглой Fig. 2 — Constructional design of the ejector with a retractable needle



**недостатки, определена область применения.**

**Кроме того, проведен анализ работы установки эжекции на основе статистических данных, полученных в результате периодических замеров всех технологических параметров работы установки.**

**Установлены основные параметры, оказывающие существенное влияние на объем утилизируемого газа.**

#### Материалы и методы

Экспериментальным путем были опробованы варианты исполнения эжектора. На основе статистических методов был проведен анализ технологических параметров работы установки эжекции.

#### Ключевые слова

водогазовый эжектор, сопло, втулка, попутный нефтяной газ, система ППД, камера смешения



Рис. 3 — Сопло с выдвигающейся иглой  
Fig. 3 — A nozzle with a retractable needle



Рис. 4 — Сопло с тремя проходными отверстиями  
Fig. 4 — A nozzle with three through bores

Наиболее популярным устройством, позволяющим смешивать потоки с различными давлениями, является водогазовый эжектор — струйный аппарат, позволяющий производить смешение высоконапорного жидкостного потока с низконапорным газовым потоком [1, 2]. В данном случае реализации эжектора рабочим потоком является пластовая вода, а эжектируемым потоком — ПНГ. В ООО «БашНИПНефть» разработана собственная конструкция эжектора, отличительной особенностью которой является отсутствие цилиндрической камеры смешения, что позволяет на выходе после эжектора достигать восстановления давления до 90% от входного [3]. Данная конструкция защищена патентом [4]. Схема водогазового эжектора представлена на рис. 1.

В конфузоре 1, представляющий собой переход от большего сечения к меньшему, через плавно сужающийся участок подается рабочий поток жидкости. За счет постепенного сужения в конфузоре 1, на выходе из него происходит увеличение скорости рабочего потока жидкости в 100 раз и более с одновременным снижением статического давления потока ниже давления газа за счет перехода потенциальной энергии в кинетическую энергию потока в соответствии с законом Бернулли. Далее поток рабочей жидкости проходит через зону эжекции 2, в которую также поступает поток газа через входной патрубок 3. Контактируя в зоне эжекции 2, рабочий поток жидкости и поток газа смешиваются и поступают в диффузор 4, где происходит дальнейшее смешение потоков и восстановление статического давления за счет снижения скорости потока [4].

С целью повышения технологичности конструкции и ее оперативного изменения при смене параметров работы установки, наименьшие диаметры участков конфузора и диффузора можно варьировать путем смены пары эжекционных насадок — сопла конфузора 5 и втулки диффузора 6. При этом характерный уровень потерь давления в предложенном устройстве для эжекции газа составляет 10...20% от входного давления жидкости. Среднестатистический баланс гидравлических потерь давления на уровне 15% подтвержден многомесячными испытаниями на промышленных объектах [3, 5].

Данная установка (в том числе, ее строительство) позволяет утилизировать ПНГ с минимальными затратами, при этом максимально задействуя гидравлическую энергию жидкости.

Для оценки эффективности и перспективных вариантов развития данной технологии утилизации ПНГ был проведен комплекс работ по исследованию эффективности работы эжектора с различными конфигурациями проточных частей, а также проведен анализ большинства ключевых технологических параметров работы установки, оказывающих влияние на совокупный расход газа через эжектор.

#### Исследование работы эжектора при различных конфигурациях проточных частей

Проект описанной выше конструкции эжектора был реализован на семи объектах ООО «Башнефть-Добыча». Основной проблемой при внедрении систем эжекции стало

снижение их эффективности при уменьшении объемов закачки воды.

С целью увеличения коэффициента эжекции установки и, как следствие, повышения показателей утилизации ПНГ, было разработано и испытано несколько вариантов модернизированных проточных частей эжектора:

1. сопло с тремя проходными отверстиями;
2. сопло с выдвигающейся иглой;
3. диффузор с камерой смешения.

Работа системы ППД отличается значительной нестабильностью выходных параметров ее технологического оборудования (давление на выкиде насоса, расход жидкости), а также изменением характеристик непосредственно самой системы (давление в системе, приемистость нагнетательных скважин). В случае снижения расхода жидкости через сопло конфузора может возникнуть ситуация, когда давление газа будет ниже, чем давление воды в зоне эжекции, в результате чего эжекция газа прекратится, а вода начнет поступать в газовую линию.

Для того, чтобы обеспечить возможность гибкого регулирования площади выходного сечения сопла эжектора и подстройки к изменяющимся технологическим параметрам работы установки, в частности, расхода воды, был разработан и испытан вариант эжектора, в сопле которого установлена выдвигающаяся игла (рис. 2). Отличительной особенностью данного эжектора является наличие конусной иглы 7 в центральном сечении сопла 5, перемещение которой позволяет изменять площадь проходного сечения конфузора 1. Увеличение или уменьшение проходного сечения позволяет достичь требуемого давления в зоне эжекции в условиях изменяющегося расхода воды и восстановить закачку ПНГ без остановки и замены эжекционных насадок. На данную конструкцию эжектора подана заявка на изобретение.

Общий вид сопла с иглой представлен на рис. 3. В процессе эксплуатации эжектора было опробовано несколько вариантов подобной конфигурации.

Компоновка сопла с выдвижной иглой испытана на двух объектах эжекции. Наличие иглы действительно позволяет регулировать скорость потока через сопло, и, как следствие, давление на срезе сопла и в камере эжекции. Однако длительная эксплуатация показала, что из-за конструктивных особенностей эжектора, связанных со сравнительно небольшими расходами воды (100...350 м<sup>3</sup>/сут.), большой вылет иглы и небольшой диаметр (до 3 мм) приводят к вибрациям иглы, ускоренному ее износу и снижению коэффициента эжекции вплоть до остановки закачки газа. Для обеспечения жесткости конусной иглы необходимо увеличить ее диаметр и уменьшить вылет. Таким образом, область эффективного использования регулирующей иглы, для данной типовой схемы эжектора, ограничена минимальным диаметром сопла 15 мм, что соответствует расходом воды от 1500 м<sup>3</sup>/сут.

Следующим вариантом оптимизации проточных частей эжектора являлась установка сопла с тремя проходными отверстиями, конструкция которого представлена на рис. 4. Диаметр каждого отверстия составляет 3,1 мм, что соответствует суммарной площади трех отверстий, эквивалентной площади сопла с одним отверстием, равным 6,4 мм. Данное сопло позволяет увеличить

поверхность контакта взаимодействующих сред и, как следствие, коэффициент эжекции, при прочих равных условиях. Во время испытания данной конфигурации сопла давление на входе в эжектор возросло в два раза, ожидаемого снижения давления в камере эжекции до вакуума не произошло. Практическое применение данной конструкции возможно лишь при замене существующего насосного оборудования на более мощное.

Одним из вариантов оптимизации конструкции эжектора, ориентированным на увеличение потребления энергии на эжектирование газа с одновременным повышением коэффициента эжекции, является добавление в конструкцию диффузора цилиндрической камеры смешения. Конструкция данного варианта эжектора представлена

на рис. 5. Отличительной особенностью является наличие цилиндрической камеры смешения 7 в диффузоре 4. Длина цилиндрического участка составляет 10...15 диаметров сопла с равномерным раскрытием диаметра. Установка цилиндрической части позволяет обеспечить образование однородной газожидкостной эмульсии.

Стоит отметить, что установка камеры смешения позволила значительно увеличить объем утилизируемого газа — в 2–2,5 раза, однако наряду с этим увеличились гидравлические потери, которые вносит дополнительное сопротивление камеры. В данном случае, установка камеры смешения повысила уровень гидравлических потерь с 20% до 35%.

Данное обстоятельство значительно ограничивает его использование на ряде

объектов. Данный вариант исполнения точной части эжектора является оптимальным для объектов с невысокими — ниже 10,0 МПа, давлениями закачки. Это обусловлено требованием встраивания эжектора в систему ППД без изменения типоразмеров существующего насосного оборудования и параметров закачки. Применение аналогичной конфигурации при давлениях более 10 МПа ограничено, так как потребует увеличения давления на выходе насоса до 2,5 раз, что не всегда возможно.

#### Исследование влияния технологических параметров работы эжектора на показатели утилизации ПНГ

В процессе опытно-промышленной эксплуатации на одной из установок эжекции газа неоднократно наблюдались кратковременные промежутки времени, в течение которых происходило резкое увеличение расхода газа через эжектор (с 4–5  $\text{м}^3/\text{час}$  до 15–20  $\text{м}^3/\text{час}$ ) в произвольные моменты времени. Как правило, подобные изменения продолжались от 2 до 5 ч и происходили в дневное время.

Для идентификации причинно-следственных связей подобных стохастических изменений в работе установки эжекции был проведен комплексный мониторинг параметров работы эжектора. Первым этапом мониторинга стала фиксация параметров работы эжектора, таких как: расход жидкости через эжектор ( $\text{м}^3/\text{час}$ ), давление на входе в эжектор (атм), давление на выходе из эжектора (атм), давление в газовой линии (атм), температура газа ( $^{\circ}\text{C}$ ). В результате анализа полученных данных, было установлено, что в течение четырех часов расход газа через эжектор удерживался на уровне 14–16  $\text{м}^3/\text{час}$ , после чего наблюдалось резкое падение расхода газа до значений 4–5  $\text{м}^3/\text{час}$ . Трафик расхода газа, полученный в результате анализа материалов видеосъемки, показан на рис. 6.

Далее был проведен анализ всех перечисленных параметров работы эжектора в переходных режимах (в моменты увеличения и уменьшения расхода газа), что позволило установить некоторые закономерности в работе эжектора.

В процессе анализа взаимосвязи показаний давления в газовой линии и расхода газа, была построена соответствующая зависимость, которая показала, что увеличение расхода газа однозначно связано с повышением давления в газовой линии. Однако данное изменение носит скачкообразный характер, поскольку резкое увеличение расхода газа (с 5  $\text{м}^3/\text{час}$  до 14  $\text{м}^3/\text{час}$ ) произошло при достижении давления газа избыточного значения — 4,95 атм. Анализ данной зависимости в момент падения расхода газа подтвердил данное заключение, поскольку при постепенном снижении давления в газовой линии резкое падение расхода газа (с 15  $\text{м}^3/\text{час}$  до 11,46  $\text{м}^3/\text{час}$ ) произошло при переходе давления газа значения 4,9 атм. Графики зависимости расхода газа через эжектор от давления в газовой линии в момент роста (а) и падения (расхода) (б) представлены на рис. 7.

Далее были проанализированы зависимости расхода газа от давлений на входе и выходе из эжектора, а также от расхода проходящей через него жидкости. В процессе эксплуатации эжектора было установлено, что повышение расхода жидкости или снижение

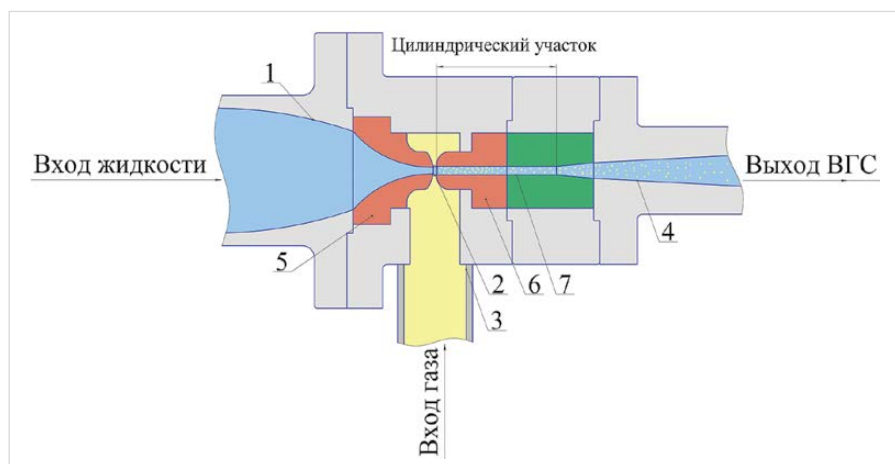


Рис. 5 — Эжектор с цилиндрическим участком ( $L=77\text{ мм}$ )  
Fig. 5 — Constructional design of the ejector with circumferential part ( $L=77\text{ мм}$ )

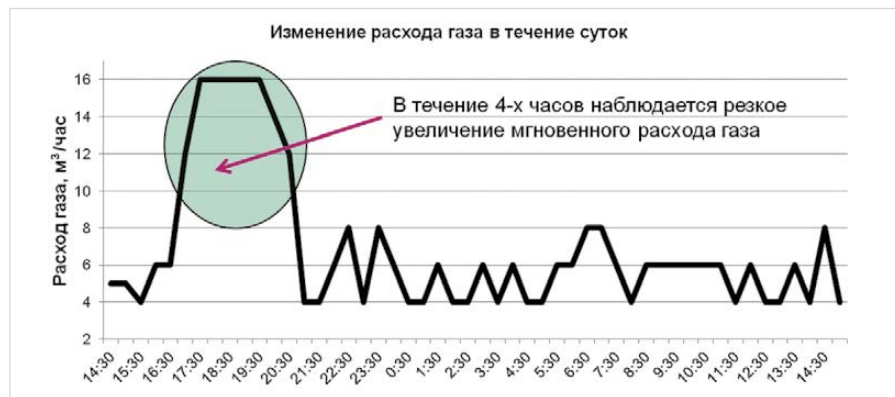


Рис. 6 — График изменений расхода газа в течение суток  
Fig. 6 — Gas flow characteristic curve within 24 hours

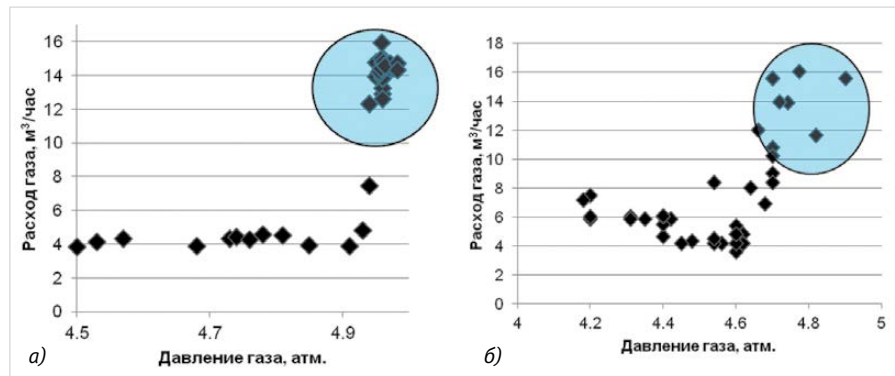


Рис. 7 — Зависимости расхода газа от давления в газовой линии:  
а) — во время роста расхода газа; б) — во время падения расхода газа  
Fig. 7 — Correlation between gas rate and stressing of gas line: а) — at the time of gas rate increasing; б) at the time of gas rate decreasing

давлений на входе и выходе из эжектора приводит к незначительному увеличению расхода газа, однако при анализе указанных зависимостей в моменты резкого увеличения расхода газа изменений в перечисленных параметрах не наблюдалось, что исключает данные параметры из списка причин резкого увеличения расхода газа. Зависимости расхода газа от указанных выше технологических параметров работы установки приведены на рис. 8.

Далее был проведен анализ зависимости расхода газа через эжектор от его температуры (рис. 9). Из графика видно, что резкое увеличение расхода газа происходит при достижении значений его температуры 29,5°C и выше. Данный аспект связан с внутренними изменениями в структуре газа, поскольку в его компонентном составе (на данной конкретной установке) присутствуют алканы с числом углеводородов в цепи больше пяти (пентан, гексан, и т.д.), которые при нормальных условиях являются жидкостями, а при температурах свыше 29,5°C переходят в газовую фазу, что способствует расширению газа и увеличению его давления, что в свою очередь позволяет увеличить подвижность газа и, как следствие, его расход. Данные о температурах кипения компонентов газа представлены в таб. 1.

#### Итоги

Проведены эксперименты нескольких вариантов модернизированных проточных частей эжектора: сопло с тремя проходными отверстиями, сопло с выдвигающейся иглой, установка камеры смешения, определены преимущества и недостатки, а также область применения каждого из вариантов:

1. Сопло с выдвигающейся иглой позволяет оперативно выполнять изменения проходного сечения сопла, однако его установка характеризуется сложностью фиксации иглы, что требует определенных конструкторских доработок для обеспечения жесткого крепления;
2. Исследование сопла с тремя проходными отверстиями показало, что необходимым условием для установки эжекционной насадки является замена насосного агрегата на более мощный, поскольку данная конфигурация проточной части характеризуется повышенным уровнем гидравлических потерь;
3. Внедрение в конструкцию эжектора цилиндрической камеры смешения позволило повысить уровень утилизации ПНГ, стабилизировать его работу в целом, однако данная модернизация предполагает использование на объектах с низкими давлениями закачки в скважины системы ППД;
4. Повышенный уровень утилизации ПНГ имеет многофакторную зависимость, и, кроме базовых условий (снижение давления на выходе из эжектора, повышение уровня закачки воды при неизменном входном давлении), необходимо выполнение и других, к примеру, обеспечение повышенного избыточного давления в газовой линии. В рассматриваемом случае установки эжекции газа данным значением является избыточное давление в газовой линии на уровне не ниже 5 атм. Кроме того, идентифицирована корреляция мгновенного расхода газа через эжектор от его температуры и установлено, что повышение расхода газа сопровождается температурой выше 29, 5°C.

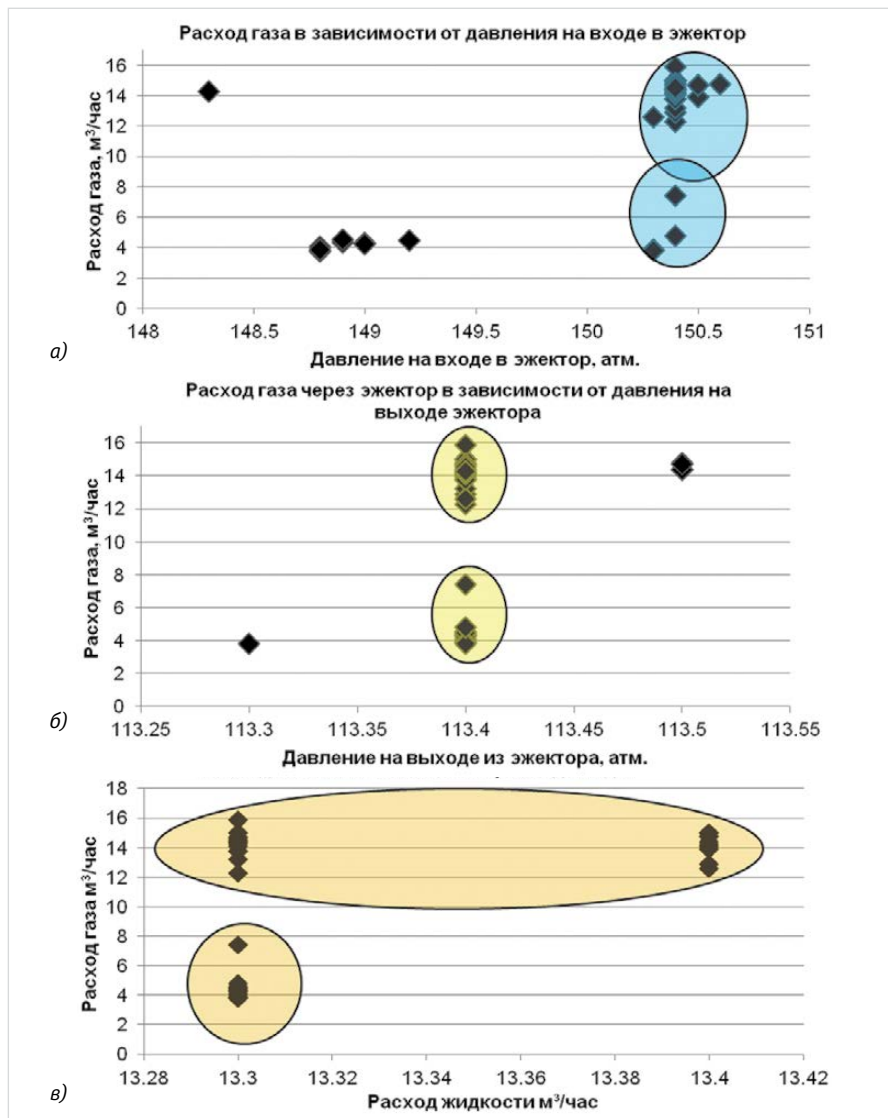


Рис. 8 — Зависимости расхода газа от параметров работы эжектора: а) от давления на входе в эжектор; б) от давления на выходе из эжектора; в) от расхода жидкости

Fig. 8 — Correlation between gas rate and technological parameters of gas-water ejector: a) stressing in the ejector; b) stressing out of the ejector; c) fluid rate

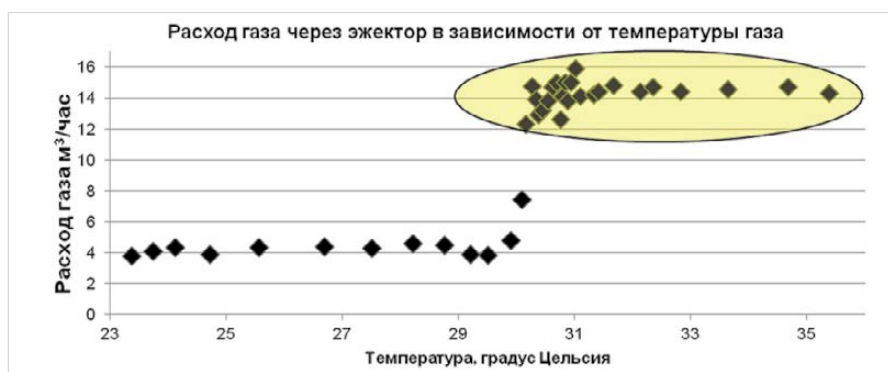


Рис. 9 — Зависимость расхода газа от его температуры  
Fig. 9 — Correlation between gas rate and its temperature

Название	Плотность при Н.У, кг/м³	Температура кипения, °С
нео-Пентан	627	9,5
и-Пентан	626	27,85
н-Пентан	626,2	36,0
Гексан	654,8	68
Азот	1,251	-195
Метан	16,043	-161
Этан	30,07	-88

Таб. 1 — Плотность и температура кипения компонентов ПНГ  
Tab. 1 — Tightness and boiling point of associated gas elements

## Выводы

Был проведен комплексный анализ влияния различных технологических параметров работы установки эжекции газа на показатели утилизации. Определены необходимые условия для увеличения расхода ПНГ.

Для того, чтобы обеспечить возможность гибкого регулирования площади выходного сечения сопла эжектора и подстройки к изменяющимся технологическим параметрам работы установки, в частности, расхода воды, был разработан и испытан вариант эжектора, в сопле которого установлена выдвигающаяся игла. На данную

конструкцию эжектора подана заявка на изобретение.

## Список литературы

1. Соколов Е.Я., Зингер И.М. Струйные аппараты. М.: Энергия, 1970. 288 с.
2. Цегельский В.Г. Двухфазные струйные аппараты. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. 408 с.
3. Абуталипов У.М. Опыт применения газового эжектора для утилизации ПНГ через систему ППД в ОАО АНК «Башнефть» // Инженерная практика. 2013. №11 С. 28.

4. Патент №2508477. Устройство для эжекции низконапорного газа в поток жидкости, приоритет 30.08.2012, кл. F 04 F 5/04.
5. Есипов П.К., Абуталипов У.М. Внедрение установок эжекции для закачки газа через систему ППД в ООО «Башнефть-Добыча». Исследования по актуальным проблемам добычи нефти и газа, промышленного обустройства и экологии. Сборник докладов IV научно-технической конференции молодых специалистов ООО «БашНИПнефть». Уфа: БашНИПнефть, 2014. С. 87–92.

## Analysis of design and technological parameters of gas-water ejector for associated gas utilization

UDC 628.146

### Authors:

**Ural M. Abutalipov** — Ph.D., of the department of new technologies; [AbutalipovUM@bashneft.ru](mailto:AbutalipovUM@bashneft.ru)  
**Andrey N. Kitabov** — Ph.D., leading engineer of the new technologies department; [KitabovAN@bashneft.ru](mailto:KitabovAN@bashneft.ru)  
**Pavel K. Esipov** — engineer of the new technologies department; [EsipovPK@bashneft.ru](mailto:EsipovPK@bashneft.ru)  
**Artem V. Ivanov** — chief specialist of the new technologies department

“BashNIPneft”, LLC, Ufa, Russian Federation

### Abstract

The article is devoted to the ways of efficiency gains of the gas-water ejector, used for the injection of low-pressure associated gas into the reservoir through the reservoir pressure maintenance system for its utilization.

Several alternative ways of designing the unit convergent sections for optimization and coefficient of gas utilization are analyzed in the article.

The results of pilot tests of the units, the comparative analysis of the results, determined advantages and disadvantages of each modification and the range of application are set out in the article.

In addition, the analysis of the ejection operation of the plant is based on statistical data from intermittent test of all process parameters of the unit.

Basic parameters with the significant influence on the volume of gas utilized are determined in the article.

### Materials and methods

The alternate design of the ejector was tested experimentally. On the basis of statistical methods technological parameters of the ejection unit were analyzed.

### Results

Experiments of the alternate design of improved flow channels of the ejector parts (a nozzle with three through bores, a nozzle with a retractable needle, the unit of the mixing chamber) were carried out, advantages and disadvantages, a field of application were identified:

1. A nozzle with a retractable needle allows to change quickly the flow area of the nozzle, but the installation of the needle is characterized by difficulties, concerning with needle detent, that is the reason for some design improvements to provide rigid attachment;
2. According to the analysis of the nozzle with three through bores, the necessary condition for the installation of jet nozzle is changing a pump to heavier, taking into account the design of the flow area is characterized by a high level of hydraulic losses;
3. Integration of the cylindrical mixing chamber into the ejector design allows to increase the level of associated gas utilization, to stabilize its work, though the upgrade involves the use of facilities in the low-pressure injection into the well reservoir pressure maintenance system;
4. Elevated level of gas utilization is correlated to different conditions, not only basic (reducing of the pressure at the outlet of the ejector, increasing of water injection under

the unchanged upstream pressure), but some others, for example, providing the increased pressure in the gas line.

In the ejector unit, this parameter is the increased pressure in the gas line not lower than 5 atm.

In addition, the correlation between the gas flow rate through the ejector and its temperature was identified; it was found that the temperature increasing above 29°C is usually followed by the increasing of gas flow rate.

### Conclusions

The comprehensive analysis of technological parameters of the unit, that can influence on the parameters of gas utilization was carried out. Necessary conditions of increasing the associated gas flow rate were found.

Tests of the alternate design of the ejector (a nozzle with a retractable needle) were carried out in order to provide the possibility of the exit area versatile tuning and adaptation to changing parameters of the unit, particularly, water flow rate. This alternate design of the ejector was applied for a patent.

### Keywords

water-gas ejector, nozzle, bush sleeve, associated gas, reservoir pressure maintenance system, mixing chamber

### References

1. Sokolov E.Ya., Zinger I.M. *Struynye apparaty* [Jet devices]. Moscow: *Energiya*, 1970, 288 p.
2. Tsegel'skiy V.G. *Dvukhfaznye struynye apparaty* [Two phase jet devices]. Moscow: *Izdatel'stvo MG TU im. N.E. Baumana*, 2003, 408 p.
3. Abutalipov U.M. *Opyt primeneniya gazovogo ezhektora dlya utilizatsii PNG cherez sistemu PPD v OAO ANK "Bashneft"* [Experience with gas ejector for PNG utilization through

- the PPD system in OAO ANK “Bashneft”]. *Inzhenernaya praktika*, 2013, issue 11, pp. 28.
4. Patent №2508477. *Ustroystvo dlya ezheksii nizkonapornogo gaza v potok zhidkosti* [A device for ejecting liquid in the low pressure gas flow]. Priority from 30.08.2012, kl. F 04 F 5/04.
  5. Esipov P.K., Abutalipov U.M. *Vnedrenie ustanovok ezheksii dlya zakachki gaza cherez sistemu PPD v OAO*

*«Bashneft'-Dobycha». Issledovaniya po aktual'nym problemam dobychi nefi i gaza, promyslovogo obustroystva i ekologii. Sbornik dokladov IV nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh spetsialistov OAO «BashNIPneft'»* [Research on actual problems of oil and gas, fishing settlement and ecology: Proceedings IV Scientific and technical conference of young specialists of “BashNIPneft’”]. Ufa: *BashNIPneft'*, 2014, pp. 87–92.

# КОТЛЫ ПУЛЬСИРУЮЩЕГО ГОРЕНИЯ

- предельная простота конструкции;
- высокий КПД (93–95%);
- минимальные габариты и масса;
- высокий уровень безопасности;
- возможность строить автоматические котельные до 2,4 МВт на базе выпускаемых котлов мощностью 100 и 400 кВт;
- возможность удаленного дистанционного управления котлами с центрального диспетчерского пульта по проводной линии или с использованием радиомодемов.



[www.kremz.rf](http://www.kremz.rf)

АО «КРЭМЗ», 301723,  
Тульская обл., г. Кимовск,  
ул. Коммунистическая, д. 3  
Тел. 8-48735-5-42-94,  
[omis.kremz@yandex.ru](mailto:omis.kremz@yandex.ru)

15-16 ноября



г. Нижневартовск  
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

# НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2017

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,

Нижневартовская торгово-промышленная палата,

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Телефон/факс:  
(383) 335-63-50

**СИБЭКСПО SERVICE**

E-mail: [vk ses@yandex.ru](mailto:vk ses@yandex.ru)  
[www.ses.net.ru](http://www.ses.net.ru)

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ЭКСПОЗИЦИЯ  
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР НЕФТЬ ГАЗ

# Комплексная газоподготовка доступна профессионалам

**К.А. Бурцев**

руководитель департамента проектирования

**Р.Ю. Карпенко**

начальник конструкторского отдела

ООО «БелгородЭНЕРГАЗ», Белгород, Россия

**Современная подготовка газа (Midstream) различного типа и исходного качества — это всегда комплексный процесс, при котором требуется в совокупности обеспечить установленные проектные параметры газа по чистоте, влажности, температуре, давлению, расходу и др.**

Особым этапом непрерывного процесса газоподготовки является компримирование. Для сжатия газа до необходимого рабочего давления — в целях его транспортировки или подачи в газоиспользующее оборудование — применяются дожимные компрессорные станции, состоящие из одной или нескольких компрессорных установок (фото 1).

Другие задачи решает специальное оборудование соответствующего назначения и модификации:

- блоки подготовки попутного газа;
- блочные пункты подготовки газа (фото 2);
- пункты подготовки топливного и пускового газа;
- системы комплексной подготовки попутного газа;
- системы комплексной подготовки природного газа;
- многомодульные установки подготовки газа.

Возможности пунктов, систем и установок подготовки газа рассмотрим на примерах реализации проектов Группы компаний ЭНЕРГАЗ.

## ЭНЕРГАЗ — СРЕДОТЧИЕ ОПЫТА

Выполнение всего комплекса газоподготовки — основная специализация Группы ЭНЕРГАЗ, которая, начиная с 2007 года, успешно реализовала более 120 таких проектов. Для них поставлено и введено в действие 243 технологические установки, которые обеспечивают транспортировку газа или действуют в сопряжении с разными видами газоиспользующего оборудования — газотурбинными и газопоршневыми установками, газоперекачивающими агрегатами, котельными и др.

В нефтегазовой отрасли оборудование «ЭНЕРГАЗ» подготавливает газ различного типа на 42 месторождениях (попутный нефтяной газ, природный газ, газ дезанизации конденсата, газ из сеноманской воды).

Соответствующие агрегаты функционируют на 67 объектах добывающего комплекса. Это энергоцентры и электростанции собственных нужд, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха

контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, центральные нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки дезанизации конденсата, установки комплексной подготовки газа.

В электроэнергетике оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает качественным топливным газом 60 современных энергоблоков (когенерационных, тригенерационных, парогазовых, простого цикла). Суммарная электрическая мощность этих энергоблоков составляет более 4 300 МВт.

Уникальный опыт эксплуатации технологических систем и модульных установок подготовки газа наработан при совместном использовании с газотурбинным оборудованием ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» и НПО «Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», General Electric, Siemens, Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki.

## СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ, ПРОВЕРЕННАЯ ВРЕМЕНЕМ

Компании ЭНЕРГАЗ, БелгородЭНЕРГАЗ, СервисЭНЕРГАЗ объединяет не только общий бренд. Наши предприятия имеют согласованные цели и задачи, которые достигаются через профессиональную специализацию и взаимную ответственность за качество модульных установок газоподготовки.

Надежная и эффективная эксплуатация технологического оборудования обеспечена сочетанием специального (индивидуального) проектирования и современного высококачественного производства, воплощенного на инженеринговой и производственной площадке в Белгороде (фото 3 и 4).

Проектирование и производство ведется здесь по стандартам ISO 9001, согласно установленным в России правилам и нормативам. Оборудование разрабатывается с учетом области применения, условий эксплуатации, качества и состава исходного газа, типа и характеристик сопряженных агрегатов, особых проектных требований.

При разработке проекта мы проводим расчеты в специальной программе, позволяющей создать теоретическую модель поведения газа при заданных параметрах по температуре, давлению и компонентному составу. В итоге, заказчику предлагаются несколько алгоритмов решения поставленных задач, из которых в процессе согласования выбирается оптимальный вариант — по степени сложности, срокам и стоимости реализации.



Фото 1. Компрессорная установка в ангарном (цеховом) исполнении



Фото 2. Технологический отсек блочного пункта подготовки газа

В зависимости от условий эксплуатации и окружающей среды установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» поставляются в контейнерном, ангарном (цеховом), арктическом исполнении, а также в легкосборном укрытии или на открытой раме.

### ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОПОДГОТОВКИ

Приоритетное назначение оборудования газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» — фильтрация и учет газа. В то же время действующие системы и установки оснащены дополнительными узлами и элементами, которые значительно расширяют функциональные возможности основного оборудования и повышают эффективность технологических процессов.

#### Система фильтрации

Блок очистки газа обычно включает в себя две линии фильтрации с пропускной способностью 100% потока, или три линии с пропускной способностью по 50% потока каждая.

Газовые фильтры в каждом конкретном случае выбираются в зависимости от состава газа, количества механических примесей и жидких фракций в подаваемом на объект газе.

Большей частью в оборудовании газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» используются газовые фильтры двухступенчатой очистки (фото 5) со сменными фильтрующими элементами (картриджами). Такие фильтры обеспечивают высокую степень удаления капельной жидкости и механических примесей при расчетном перепаде давления. На входе фильтра самые крупные и тяжелые частицы оседают на дно. Затем газ проходит через две ступени фильтрующих элементов, которые задерживают даже самые мелкие частицы, так что в верхнюю часть фильтра газ поступает уже чистым. Такой метод фильтрации позволяет менять тип фильтрующих элементов или их комбинацию для оптимизации эффективности очистки при изменении состава и характеристик поступающего газа.

В случае повышенной влажности газа применяются фильтры с вихревой решеткой на первой ступени фильтрации и последующей финишной очисткой фильтрующими элементами. Прохождение потока газа через вихревую решетку первой ступени фильтра создает завихрения, вызывает срыв потока и последовательное снижение и повышение давления газа. В этой связи происходит конденсация жидких примесей газа. Высокая эффективность очистки газа достигается использованием в качестве абсорбента собственного газового конденсата.

В большинстве случаев эффективность очистки составляет 100% для твердых частиц — не менее 3 микрон и капельной влаги — не менее 5 микрон. Для частиц размером от 0,5 до 3 микрон эффективность составляет около 99%.

Фильтры оснащены датчиками и индикаторами контроля давления, перепада давления, уровня газового конденсата, а также продувочными и сбросными трубопроводами с предохранительными клапанами. Продукты очистки из накопителей фильтров-сепараторов в дренажную емкость сбрасываются автоматически. Уровень газового конденсата в фильтрах и в наружной накопительной



Фото 3. Индивидуальное проектирование – важный фактор в производстве современного оборудования



Фото 4. Сборочный цех Группы компаний ЭНЕРГАЗ в Белгороде



Фото 5. Двухступенчатые коалесцирующие фильтры-сепараторы

емкости устанавливается и поддерживается на заданном значении системой автоматического управления установки газоподготовки.

Для быстрого доступа к фильтрующим элементам, их очистки или замены предусмотрена надстройка укрытия над фильтрами с площадкой обслуживания и таями для снятия верхних торцевых крышек фильтров.

#### Системы сепарации и осушки

При подготовке попутного нефтяного газа в состав оборудования зачастую включается сепаратор-пробкоуловитель, который осуществляет прием залповых выбросов жидкости и сглаживание пульсаций газовой смеси.

Дополнительно может устанавливаться адсорбционный осушитель газа. Такая мера необходима в том случае, когда

возможностей базовой системы фильтрации недостаточно для достижения установленных проектных параметров газа по влажности.

#### Узел учета газа

После очистки и осушки газ попадает в узел учета (фото 6), который может включать в себя одну или две измерительных линии измерительной способностью 100% потока и линию байпаса (в случае одной измерительной линии или по требованию заказчика). По специальным требованиям узел учета газа может дополнительно комплектоваться линией малого расхода.

Коммерческий или технологический учет объема газа осуществляется путем измерения объема и объемного расхода газа в рабочих условиях и автоматического приведения

измеренного объема к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и коэффициента сжимаемости газа.

Преимущественно применяются турбинные и ультразвуковые первичные преобразователи расхода (расходомеры). Могут также использоваться ротационные, вихревые, диафрагменные, кориолисовые или термометрические расходомеры. Данные с преобразователей поступают на корректоры-вычислители (flowcomputers).

Система учета газа выполняет следующие функции:

- регистрация величин объема, измеренного расходомерами по каждой измерительной линии;
- измерение температуры и абсолютного давления газа по каждой измерительной линии;

- вычисление коэффициента сжимаемости газа;
- вычисление коэффициента коррекции и величины объема газа при стандартных условиях;
- вычисление объемного расхода газа при рабочих и стандартных условиях;
- индикация измеренных и вычисленных физических величин на каждой линии на жидкокристаллических дисплеях корректоров объема газа;
- передача измеренных и расчетных данных с корректоров на систему управления установки газоподготовки и при необходимости в другие системы контроля;
- обработка аварийных сигналов и их ретрансляция на систему управления установки газоподготовки и при необходимости в другие системы контроля;

- ведение архивной базы измеренных значений объема газа и журнала событий.

#### Узел подогрева газа

Для достижения проектной температуры газа в состав оборудования газоподготовки включается узел подогрева. Это могут быть подогреватели с промежуточным теплоносителем (при наличии внешнего источника тепла) или электрические нагреватели (фото 7). Установки «ЭНЕРГАЗ» также могут оснащаться собственными блочно-модульными котельными.

Для плавной регулировки мощности (или блокировки нагрева в аварийных ситуациях) в комплект поставки включается шкаф управления, оснащенный интерфейсом для связи с внешней АСУ ТП.

#### Система редуцирования

Если давление газа в питающем трубопроводе выше уровня, необходимого для корректной работы газоиспользующих агрегатов, то оборудование газоподготовки комплектуется узлом редуцирования.

В состав установки «ЭНЕРГАЗ» может входить многолинейная система редуцирования. Это необходимо для параллельного обеспечения топливным газом (с отличающимися параметрами по давлению) ряда объектов на одной производственной площадке.

#### Измерительное и аналитическое оборудование

По специальным проектным требованиям заказчика в технологическую схему встраивается оборудование для измерения и анализа различных параметров газа.

Например — потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа (калориметр). Калориметр определяет компонентный состав газа и проводит вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе.

Для измерения температуры точки росы газоповлагеуглеводородам в состав установки газоподготовки включается соответствующая система с устройством для отбора проб.

#### СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОПОДГОТОВКИ

Помимо систем жизнеобеспечения (освещение, обогрев, вентиляция), установки «ЭНЕРГАЗ» обязательно оснащаются системами безопасности: пожаро- и газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

При подготовке низконапорного попутного газа (с давлением, близким к вакууму) также устанавливается система обнаружения кислорода — со специальным датчиком контроля содержания кислорода в газовом потоке.

Установки газоподготовки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Система управления осуществляет подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима работы установки; контролирует технологические параметры; обеспечивает автоматические защиты и сигнализацию; обрабатывает параметры рабочего процесса и аварийных событий с выдачей информации по стандартному протоколу обмена.



Фото 6. Узел учета газа



Фото 7. Электрические нагреватели газа

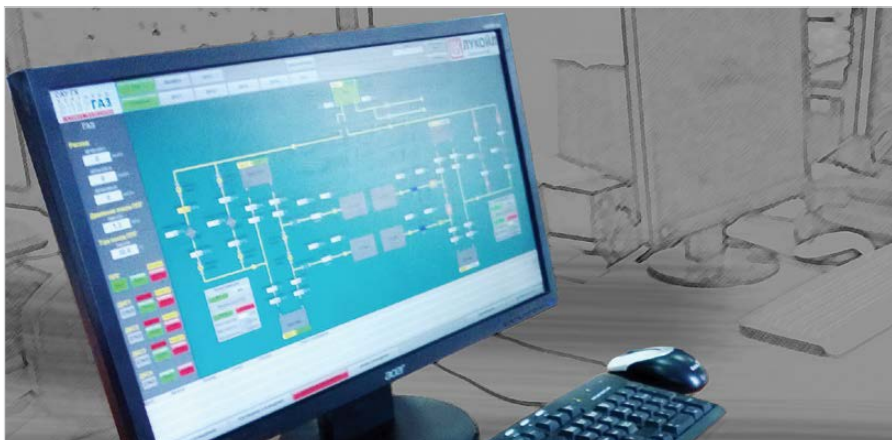


Фото 8. Схема управления на мониторе АРМ оператора



Для масштабных проектов подготовки газа Группа ЭНЕРГАЗ поставляет двухуровневые САУ газового хозяйства (САУ ГХ) или САУ газоснабжения (САУ ГС).

Нижний уровень — локальные САУ основного оборудования, входящего в систему комплексной газоподготовки, и релейные щиты автоматики вспомогательного оборудования. Верхний уровень — коммутатор для обмена информацией, автоматизированная рабочая станция с функциями сервера, шкаф управления, автоматизированное рабочее место оператора (фото 8), пульт аварийного останова.

САУ ГХ и САУ ГС оснащаются индивидуально разработанным программным обеспечением, а передача информации осуществляется по современным каналам связи и протоколам.

#### ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

Примеры проектов газоподготовки и газоснабжения, выполненных Группой ЭНЕРГАЗ в нефтегазовом комплексе, электроэнергетике и других отраслях промышленности, дают достаточное представление о технологических особенностях и производственных возможностях представленного оборудования.

#### Блок подготовки попутного газа для энергоцентра «Уса» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

На Усинском нефтяном месторождении действует энергоцентр установленной электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью — 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель», каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭ-25ПА мощностью 25 МВт.

Основное и резервное топливо для энергоцентра — попутный нефтяной газ. Его подготовку и подачу в турбины ГТУ-ТЭЦ выполняет многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят три компрессорные установки и блок подготовки попутного газа (БППГ).

БППГ (фото 9) осуществляет измерение расхода и фильтрацию газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и системой фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм.

Дополнительный функционал — подготовка топлива для котельной собственных нужд. С этой целью БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования. Производительность БППГ — 2 260... 21 684 кг/час (2 430...24 059 м<sup>3</sup>/ч).

#### Блочный пункт подготовки газа для ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС (ПАО «Квадра»)

На Новомосковской ГРЭС функционирует парогазовая установка мощностью 190 МВт. Основу энергоблока составляют: газотурбинная установка General Electric типа Frame 9E, паротурбинная установка Siemens SST PAC 600 и котел-утилизатор.

Подготовку топлива для ПГУ осуществляет блочный пункт подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» марки GS-FME-5000/12. Это комплектная технологическая установка с максимальной интеграцией элементов на единой раме. БППГ оснащен тремя линиями фильтрации газа, узлом коммерческого учета, системой для



Фото 9. Блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения



Фото 10. Система подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов ДЭС «Алан»



Фото 11. Комплекс оборудования для подготовки попутного газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения

измерения температуры точкой росы газа по влаге и углеводородам с устройством отбора проб.

Производительность блочного ППГ составляет 60 000 м<sup>3</sup>/ч. После предварительной подготовки поток газа направляется в дожимную компрессорную станцию, которую также поставила и ввела в эксплуатацию Группа ЭНЕРГАЗ.

#### Система подготовки топливного и пускового газа для ДЭС «Алан» (НХК «Узбекнефтегаз»)

На месторождении «Алан» в Узбекистане построена дожимная компрессорная станция для транспортировки природного газа, состоящая из двух газоперекачивающих агрегатов ППА-16 «Волга» (КМПО). ДЭС

оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 10).

СППГ марки GS-FHP-400/56 — это многофункциональная установка, предназначенная для очистки, нагрева и редуцирования газа. В её состав входят: коалесцирующие фильтры-сепараторы (степень фильтрации газа — 99,98%), автоматическая система дренажа конденсата, электрические подогреватели, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

Система подготовки газа размещена на открытой раме. Назначенный ресурс (срок службы) СППГ — 25 лет. Проект реализован в максимально сжатые сроки — проектирование, производство, заводские испытания и поставка были выполнены за 2 месяца.

Шеф-инженерные работы, а также консультационное и техническое сопровождение проекта выполнили эксперты ООО «СервисЭНЕРГАЗ».

#### **Система комплексной подготовки попутного газа на Западно-Могутлорском месторождении**

На ЦПС Западно-Могутлорского нефтяной месторождения «Аганнефтегаз-геологии» действует система подготовки попутного газа, поставленная компанией ЭНЕРГАЗ. Это технологический комплекс (фото 11), в состав которого входят дожимная компрессорная установка винтового типа, адсорбционный осушитель газа, холодильная установка (чиллер), узел учета газа с расходомерами.

Специалисты Группы ЭНЕРГАЗ разработали этот проект на основе инженерного решения, позволяющего при компримировании ПНГ достигать отрицательной температуры точки росы по воде (-20°C). Еще одна особенность заключается в том, что осушка попутного газа осуществляется двумя методами: рефрижераторным и адсорбционным.

Всё оборудование расположено на единой площадке, размещено в отдельных всепогодных укрытиях (арктическое исполнение), режим работы в составе ЦПС — непрерывный. Система подготовки ПНГ последовательно выполняет осушку, тонкую фильтрацию, сжатие до 3 МПа, учет объема, охлаждение и закачку попутного газа в транспортный трубопровод.

#### **Система комплексной подготовки природного газа для ГПЭС завода микроэлектроники (АО «Ангстрем-Т»)**

Научно-производственный комплекс АО «Ангстрем-Т» оснащен автономным центром энергоснабжения — газопоршневой электростанцией (ГПЭС) электрической мощностью 36 МВт.

ГПЭС в составе пяти ГПУ Wartsila 16V34DF работает по тригенерационному циклу и обеспечивает предприятия необходимыми объемами электроэнергии, тепла и холода. Здесь же располагается новая котельная на базе 4 водогрейных котлов Buderus.

Топливо для ГПЭС и котельной поступает через систему комплексной подготовки топливного (природного) газа, которая последовательно выполняет предварительную фильтрацию, измерение расхода, тонкую очистку и компримирование газа.

Комплекс оборудования (фото 12) включает блок входных газовых фильтров, пункт учета газа, сепарационную систему, дожимную компрессорную станцию (из 2 агрегатов). Строительство и ввод системы газоподготовки осуществили специалисты Группы ЭНЕРГАЗ.

#### **САУ газоснабжения энергоцентра «Ярега» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)**

На Ярегском нефтетитановом месторождении возводится энергоцентр собственных нужд на базе ГТУ-ТЭЦ. Установленная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 75 МВт, тепловая — 79,5 Гкал/ч. Топливом для энергоцентра «Ярега» является природный

газ Курьино-Патраковского газоконденсатного месторождения.

Необходимое качество газа с проектными параметрами по чистоте, температуре и давлению обеспечит система газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ» в составе: блочный пункт подготовки газа, дожимная компрессорная станция из 4 агрегатов, входные электродвигатели подачи газа.

Полнокомплектная двухуровневая система автоматизированного управления газоснабжения обеспечивает контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования.

САУ ГС интегрирована в АСУ ТП энергоцентра. Внутренние и внешние соединения осуществляются при помощи сети Ethernet и протоколов S7-connection и Profibus.

#### **Многомодульная установка подготовки газа для объектов УКПГик Восточно-Уренгойского лицензионного участка (АО «Роспан Интернешнл»)**

В сфере подготовки и компримирования газа ЭНЕРГАЗ нарабатывает опыт, позволяющий выполнять сложные, масштабные проекты, среди которых производство и ввод в эксплуатацию многомодульных (многоблочных) установок подготовки газа.

Такие установки отличаются высокой производительностью — расходом подготавливаемого газа, и состоят из нескольких (до десяти) обособленных блок-боксов, которые при монтаже стыкуются между собой в единое блок-здание с общей кровлей.

Применяются на крупных генерирующих объектах с газовыми турбинами большой мощности, а также на нефтегазодобывающих площадках, где необходимо параллельно и непрерывно обеспечивать качественным газом (с отличающимися параметрами) несколько объектов основного и вспомогательного назначения.

Так, например, на Восточно-Уренгойском лицензионном участке АО «Роспан Интернешнл» (НК «Роснефть») многомодульная установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 13) предназначена для обеспечения газом всех потребителей УКПГик, а именно: газотурбинной электростанции, котельной, установки низкотемпературной сепарации, установки регенерации метанола, узлов входных шлейфов, дожимной компрессорной станции низконапорных газов, факельной установки и других объектов.

Благодаря устойчивым партнерским и кооперационным связям в своем сегменте технологического оборудования Группа ЭНЕРГАЗ идет по пути дальнейшего профессионального совершенствования и наращивания уникального инженерного опыта — как сплоченная команда специалистов, полных энергии и веры в свои возможности по созданию новых эффективных проектов комплексной газоподготовки.



Фото 12. Система газоподготовки для автономной ГПЭС завода микроэлектроники «Ангстрем-Т»



Фото 13. Многомодульная установка подготовки топливного газа на этапе цеховой сборки

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,  
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1  
Т.: +7 (495) 589-36-61 Ф.: +7 (495) 589-36-60  
info@energas.ru  
www.energas.ru

# Перспективы использования ПАГЗ при разработке сети заправок природным газом

**И.Ф. Шайхутдинов**  
к.т.н., доцент<sup>1</sup>  
shaihutdin@mail.ru

**Л.М. Шайхутдинова**  
к.т.н., доцент<sup>2</sup>

**Г.Ш. Кариева**  
магистр 1-го года обучения<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет (ФГАОУ ВО К(П)ФУ),  
Набережные Челны, Россия

<sup>2</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет (ФГБОУ ВО «КНИТУ»), Казань, Россия

**В статье рассмотрена возможность создания сети заправок компримированным природным газом с использованием передвижных автомобильных газовых заправок на примере Республики Татарстан. Приведен пример расчета количества пунктов заправок компримированным природным газом.**

**Ключевые слова**

метан, компримированный природный газ, автомобильная газонаполнительная компрессорная станция, передвижной автомобильный газовый заправщик

Общеизвестно, что по экономическим, экологическим и техническим показателям использование компримированного природного газа (КПГ) в качестве моторного топлива выгодно отличается от обычного топлива. Экономический эффект применения метана обусловлен его низкой стоимостью, так как, согласно постановлению Правительства РФ №31 от 15.01.1993, предельная отпускная цена на сжатый газ не должна превышать 50% от цены реализуемого в регионе бензина А-80. Например, при эксплуатации 70 автобусов НЕФЕЗ-5299 на метане в г. Нижнекамск экономия составила 17026 тыс. руб. в год. Анализ опыта эксплуатации автомобилей на КПГ показал, что при использовании метана выброс окиси углерода снижается в 5–10 раз, углеводорода — в 2,5–3 раза, окиси азота — в 1,5–2,5 раза, ресурс двигателя увеличивается на 35–40%, шумность двигателя снижается в 2 раза.

Учитывая, что на энергетической карте мира Россия является лидером по запасам газа, по уровню использования газомоторного топлива она находится лишь на 20 месте. Российский газомоторный рынок по ключевым показателям развивается медленнее, чем в странах-лидерах. Темпы прироста парка газобаллонных автомобилей в России в 3,2 раза ниже мировых, а автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) — в 2,3 раза [1].

Для расширения использования природного газа в качестве моторного топлива Правительством РФ принято Постановление «О расширении использования природного газа в качестве моторного топлива» [2] и разработан Комплексный план мероприятий 2013–2020 гг. по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива. В настоящее время, несмотря на реализуемые федеральные программы

субсидирования закупок газомоторного транспорта, основным препятствием устойчивого спроса на такую технику является отсутствие развитой системы заправок сетей. Так, например, на всю страну приходится не более 300 АГНКС. Для сравнения, в Германии работают 915 аналогичных заправок станций, а в Италии — 1022 [3]. Такая плотность сети АГНКС недостаточна для свободного передвижения транспорта, использующего КПГ, а также для создания самоподдерживающего эффекта развития газомоторного рынка. Дальнейшее масштабное развитие газомоторной отрасли возможно только при создании достаточной плотности сети АГНКС.

Идея о переводе части российского автотранспорта на КПГ и увеличении плотности сети АГНКС обсуждается уже несколько лет, но реальных изменений мало. Это связано с тем, что строительство АГНКС весьма долгосрочное и дорогостоящее вложение, а средняя загрузка АГНКС, в связи с недостаточным количеством потребителей, составляет только 20%. Получается замкнутый круг — отсутствие достаточного количества АГНКС приводит к сдерживанию роста числа автомобилей на газомоторном топливе, что, в свою очередь, тормозит увеличение числа заправок станций.

Одним из путей решения этой проблемы является разработка научно-обоснованной схемы заправочной сети с использованием на начальном этапе передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ). Это позволит в значительной степени сократить первоначальные инвестиции на строительство стационарных АГНКС, повысить плотность сети заправочных станций, увеличив при этом загрузку оборудования АГНКС и, соответственно, рентабельность станций. Развитая сеть заправочных станций, в свою очередь, приведет к увеличению автомобилей на газомоторном топливе, причем не только грузовых, но и легковых. Постепенно, с ростом количества потребителей и загрузки заправок станций, можно будет плавно переходить на стационарные АГНКС. Это обеспечит «безболезненный» поэтапный переход всех участников рынка газомоторного топлива на метан и гарантированное выполнение планов по развитию рынка газомоторного топлива.

В данной работе представлена разработанная нами схема сети заправок КПГ на примере Республики Татарстан. В Татарстане запущен пилотный проект по переводу техники на КПГ, рассчитанный на 2013–2023 гг. [5].

В работе в качестве АГНКС рассмотрена станция производства ООО «Челябинский компрессорный завод» со следующими основными характеристиками, влияющими на расчеты: производительность АГНКС — 5000 м<sup>3</sup>/час, производительность компрессорной установки — 1250 м<sup>3</sup>/час, количество компрессорных установок — 4 и количество заправок — в среднем, 450. В комплексе с

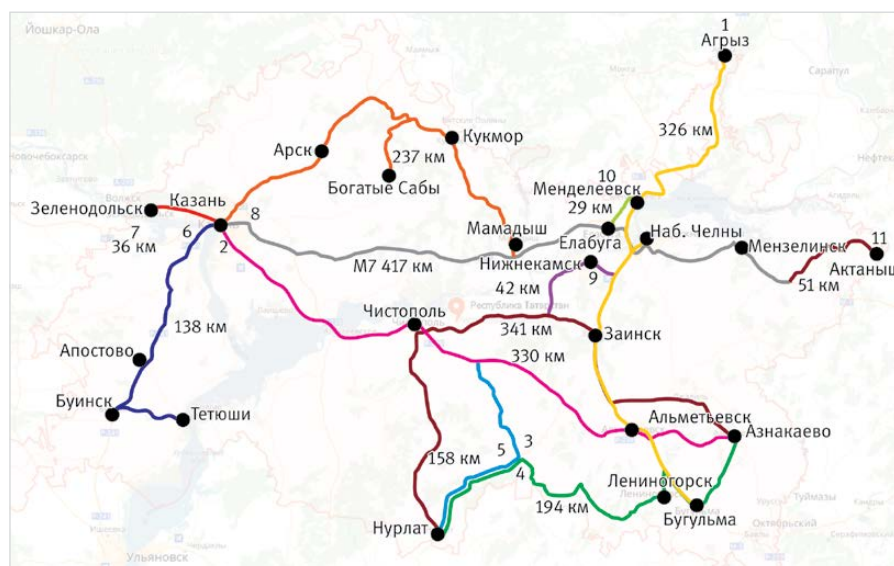


Рис. 1 — Схема федеральных и региональных дорог РТ  
Fig. 1 — Layout of roads of federal and regional significance in the Republic of Tatarstan

АГНКС предлагается использовать ПАГЗ-3000 с дожимным компрессором в составе полуприцепа-контейнера 981120 производства ООО «РариТЭК» (г. Набережные Челны). При выборе ПАГЗ учитывались такие параметры, как объем перевозимого сжатого газа (не менее 3400 м<sup>3</sup>), количество функциональных секций (4 ед.), геометрический объем накопителя газа (100 баллонов по 123 л), коэффициент опорожнения баллонов с дожимным компрессором (не менее 0,95), производительность компрессора (не менее 300–1200 м<sup>3</sup>/ч при всасывающем давлении 1,0–25,0 МПа) количество раздаточных мест (2 ед.) и количество заправок (в среднем, 25 заправок).

Количество пунктов заправок КПП определялось отдельно для городов (по количеству автомобилей, потенциально возможных к переводу на КПП) и на дорогах РТ (по интенсивности движения автомобилей, работающих на метане).

Исходные данные для расчетов были взяты из Государственной программы РТ «Развитие рынка газомоторного топлива в Республике Татарстан на 2013–2023 гг.» [5] с допущением, что на метан переведутся 30% техники, что вполне реально для Республики, реализующей пилотный проект, согласно которому, к 2023 г. планируется перевести 60% коммунальной техники и общественного транспорта на метан. Согласно этому допущению, общее количество автомобилей, которые переведутся на КПП, в городах составит 8441 ед., а средняя интенсивность движения автомобилей на метане составит 8750 автомобилей в сутки на федеральной дороге М7 и 645 автомобилей в сутки — на региональных дорогах.

Необходимое количество АГНКС или ПАГЗ в городах рассчитывалось по формуле:

$$M_{(АГНКС/ПАГЗ)} = (S \cdot A_{сн}) / W_{(АГНКС/ПАГЗ)}$$

где  $M_{(АГНКС/ПАГЗ)}$  — необходимое количество новых АГНКС или ПАГЗ, ед.;  $S$  — необходимое количество заправок в сутки, раз;  $A_{сн}$  — количество автомобилей в городе, ед.;  $W_{(АГНКС/ПАГЗ)}$  — проектная мощность АГНКС или ПАГЗ, 450 а/м и 25 а/м в сутки соответственно.

По результатам расчета, в г. Нурлат необходимо использование 14 ПАГЗ, но, так как в этом районе нет действующих АГНКС, предлагается заменить ПАГЗ на АГНКС. Также, в связи с отсутствием близкорасположенных станций около г. Арск, предлагается заменить ПАГЗ в городе на АГНКС, с которой будет осуществляться заправка ПАГЗ на восьмом участке.

Таким образом, в городах РТ необходимо строительство 5 АГНКС и использование 70 ед. ПАГЗ.

При расчете количества АГНКС и ПАГЗ на дорогах РТ все региональные дороги условно были разделены на отдельные участки. Схема дорог представлена на рис. 1.

Необходимое количество требуемых АГНКС или ПАГЗ на дорогах рассчитывалось по формуле:

$$M_{АГНКС/ПАГЗ} = \sum_{i=1}^m \frac{(S_i - \sum N_{агнкс/пагз}^c)}{N_{агнкс/пагз}}$$

где  $M_{АГНКС/ПАГЗ}$  — необходимое количество новых АГНКС или ПАГЗ, ед.;  $m$  — количество участков на автодороге;  $S_i$  — необходимое количество заправок в сутки на  $i$ -м участке;  $N_{агнкс/пагз}^c$  — расчетная единичная мощность АГНКС или ПАГЗ, 450 а/м и 25

Населенные пункты и участки дороги РТ	Кол-во существующих АГНКС, единиц	Количество требуемых АГНКС, единиц	Количество ПАГЗ, единиц
<b>В городах РТ по количеству переводимого транспорта</b>			
Агрызский	-	-	3
Азнакаевский	1	-	3
Актанышский	-	-	7
Альметьевский	1	3	-
п. Алексеевск	1	-	-
Апастовский	-	-	4
Арский	-	1	-
Бугульминский	2	-	-
Буинский	1	-	-
Елабужский	1	-	-
Заинский	-	-	9
Зеленодольский	1	-	6
г. Казань	4	-	-
Кукморский	-	-	4
Лениногорский	1	-	2
Мамадышский	-	-	7
Менделеевский	-	-	3
Мензелинский	-	-	4
г. Наб. Челны	2	-	-
Нижнекамский	2	-	-
Нурлатский	-	1	-
Сабинский	-	-	7
Тетюшский	-	-	4
Чистопольский	-	-	7
<b>На федеральных и местных дорогах РТ по интенсивности движения</b>			
1 участок	-	2	2
2 участок	-	1	-
3 участок	-	2	4
4 участок	-	1	4
5 участок	-	1	-
6 участок	-	1	-
7 участок	-	-	-
8 участок	-	1	9
9 участок	-	-	5
10 участок	-	-	-
11 участок	-	-	-
Трасса М7	1	9	-
<b>Всего</b>	<b>18</b>	<b>23</b>	<b>94</b>

Tab. 1 — Количество АГНКС и ПАГЗ в РТ  
Tab. 1 — The quantity of NGV Gas stations and mobile auto-gas tankers in the Republic of Tatarstan

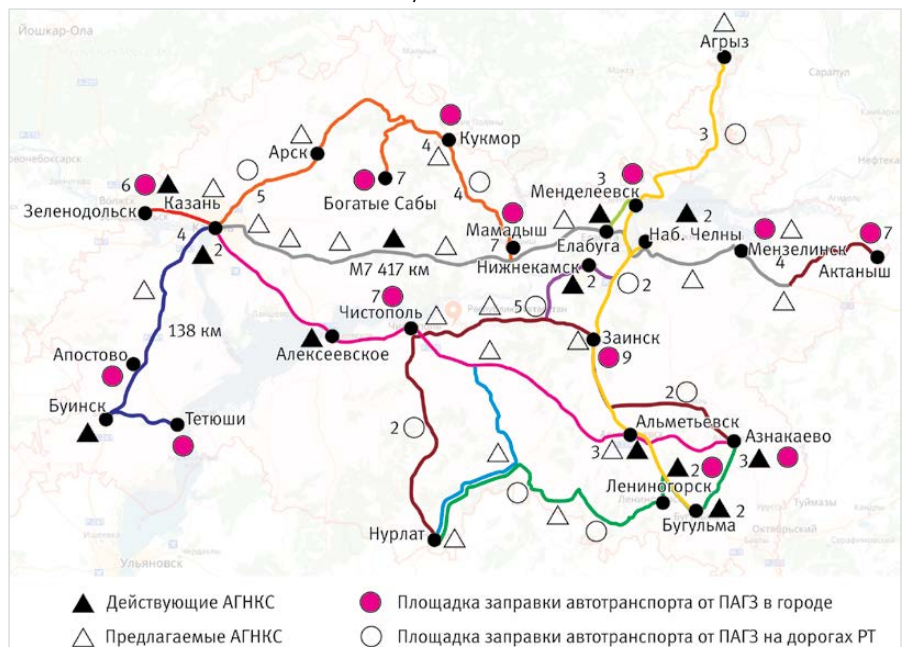


Рис. 2 — Схема расстановки заправок в Республике Татарстан  
Fig. 2 — Configuration figure of gas stations in the Republic of Tatarstan

а/м в сутки соответственно;  $\sum N_{\text{АГНКС/ПАГЗ}}$  — суммарная мощность существующих АГНКС или ПАГЗ на i-м участке автомобильной дороги, а/м в сутки.

Согласно расчетам, на дорогах РТ необходимо строительство 18 АГНКС и использование 24 ед. ПАГЗ.

Итоговое количество требуемых АГНКС и ПАГЗ в Республике Татарстан, с учетом 18 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, эксплуатирующихся на сегодняшний день в Республике, приведено в таб. 1.

Размещение пунктов заправки автомобилей от АГНКС и передвижных автогазозаправщиков в РТ представлено на рис. 2.

При таком расположении расстояния между пунктами заправок будет не более 50 км, что будет способствовать распространению автомобилей на КПП. Такая схема позволит сократить расходы на строительство сети заправок, так как в 22 точки вместо АГНКС на данном этапе достаточно установить ПАГЗ и в тоже время они будут обеспечивать наполняемость близлежащих АГНКС. После увеличения автомобильного транспорта на ГМТ можно будет заменить передвижные заправщики на стационарные компрессорные станции, так как обеспечится их стабильная загрузка, и срок окупаемости АГНКС уже будет приемлемым.

Основной проблемой на пути реализации предложенного проекта является получение земельных участков для строительства АГНКС и оборудование площадок для ПАГЗ. Реализация этого проекта возможна только при активной поддержке со стороны не только профильных федеральных министерств, но и региональных и местных органов власти.

#### Итоги

На примере РТ разработана сеть заправок КПП, состоящая из АГНКС и ПАГЗ, с достаточной плотностью для свободного передвижения транспорта на КПП и создания самоподдерживающего эффекта развития газомоторного рынка.

#### Выводы

1. При существующих на данный момент 18-ти АГНКС в РТ необходимо строительство 23-х новых АГНКС и использование 94-х ед. ПАГЗ, что позволит добиться расстояния между пунктами заправок не более 50 км.
2. На начальном этапе газификации автомобильного транспорта в двадцати двух точках вместо АГНКС достаточно установить ПАГЗ, что позволит существенно сократить расходы на строительство сети заправок.

#### Список литературы

1. Семинар «Рынок газомоторного топлива: состояние, проблемы и перспективные пути развития // Транспорт на альтернативном топливе. 2014. № 3. С. 3–8.
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 мая 2013 г. N 767-р г. Москва. Режим доступа: <https://rg.ru/2013/05/20/toplivo-site-dok.html>
3. Пронин Е.Г. Мировой рынок КПП в качестве моторного топлива // Транспорт на альтернативном топливе. 2014. № 3. С. 68–77.
4. Люгай С.В. Нормативно-техническое обеспечение использования природного газа в качестве моторного топлива. Материалы круглого стола «Сжатый и сжиженный газ на транспорте: результаты и перспективы». Москва, 2014.
5. Постановление Кабинета Министров № 283 от 26.04.2013 «Об утверждении государственной программы Республики Татарстан «Развитие рынка газомоторного топлива в Республике Татарстан на 2013–2023 годы». Режим доступа: [http://prav.tatarstan.ru/docs/post/post1.htm?page=9&pub\\_id=175622](http://prav.tatarstan.ru/docs/post/post1.htm?page=9&pub_id=175622)

ENGLISH

GAS INDUSTRY

## Possibilities of mobile auto-gas tankers usage in the development of the natural gas stations chain

UDC 622.691

#### Authors:

**Ilnar F. Shaykhtudinov** — Ph. D, associate professor<sup>1</sup>; [shaihtudin@mail.ru](mailto:shaihtudin@mail.ru)

**Liliya M. Shaykhtudinova** — Ph. D, associate professor<sup>2</sup>

**Gul'naz R. Karieva** — master 1st year<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Kazan (Volga region) Federal University (KFU), Naberezhnye Chelny, Russian Federation

<sup>2</sup>Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russian Federation

#### Abstract

The article deals with possibilities of the development of the petrol station chain, based on the compressed natural gas (CNG), where mobile auto-gas tankers are used, on the example of the Republic of Tatarstan.

The calculation example of the quantity of stations, based on the CNG, is given in the article.

#### Results

The petrol station chain, based on the CNG, that includes NGV Gas station and

mobile auto-gas tanker, with the sufficient free traffic for automobiles on CNG was developed on the example of the Republic of Tatarstan. The aim of the chain is to develop the self-sustaining gas-engine market.

#### Conclusions

1. It is necessary to construct 23 new NGV Gas stations and to put into service 94 mobile auto-gas tankers to provide the distance between gas stations in 50 km, taking into account the existence of 18 NGV Gas

stations in Republic of Tatarstan at the moment.

2. Initially, it would be preferable to install the mobile auto-gas tanker instead of 22 NGV Gas stations, during the gasification of means of transport; it can give an opportunity to reduce expenses for constructing the petrol station chain.

#### Keywords

methane, CNG, NGV Gas station, mobile auto-gas tanker

#### References

1. *Seminar Rynok gazomotornogo topliva: sostoyanie, problemy i perspektivnye puti razvitiya* [The seminar Market of gas-engine fuel: condition, problems and ways of developing]. Alternative Fuel Transport, 2014, issue 3, pp. 3–8.
2. *Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 13 maya 2013 g. N 767-r g. Moskva* [Executive Order of the Government of the Russian Federation №767 (13th May, 2013), Moscow]. Available at: <https://rg.ru/2013/05/20/toplivo-site-dok.html>.
3. Pronin E.G. *Mirovoy rynek KPP v kachestve*

*motornogo topliva* [The World Market of CNG as the engine fuel]. Alternative Fuel Transport, 2014, issue 3, pp. 76–77.

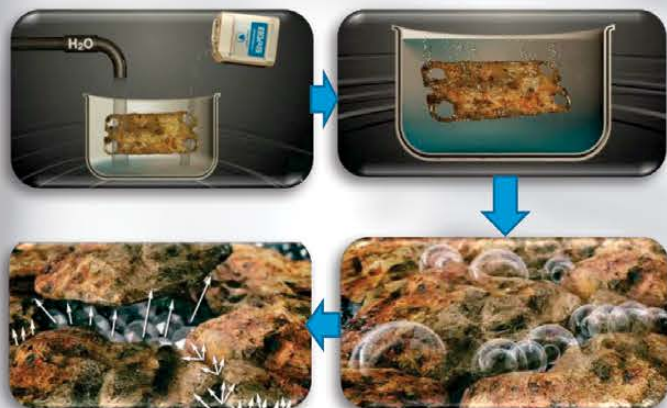
4. Lyugay S.V. *Normativno-tekhnicheskoe obespechenie ispol'zovaniya prirodnogo gaza v kachestve motornogo topliva. Materialy kruglogo stola. Szhatty i szhizhenny gaz na transporte: rezul'taty i perspektivy* [Regulatory and engineering provisions of using the natural gas as the engine fuel. Materials of round-table conference: Compressed and liquid gas as the engine fuel for vehicles: results and possibilities], Moscow, 2014.

5. *Postanovlenie Kabineta Ministrov №283 ot 26.04.2013 «Ob utverzhdenii gosudarstvennoy programmy Respubliki Tatarstan «Razvitie rynka gazomotornogo topliva v Respublike Tatarstan na 2013–2023 gody»* [Resolution of the Cabinet of Ministers №283 (26.04.2013) “Government-sanctioned program of the Republic of Tatarstan, concerning “The development of gas-engine market in the Republic of Tatarstan for 2013–2023 years”]. Available at: [http://prav.tatarstan.ru/docs/post/post1.htm?page=9&pub\\_id=175622](http://prav.tatarstan.ru/docs/post/post1.htm?page=9&pub_id=175622)

## инновационная технология очистки оборудования

### ❖ Технология

Чистящий потенциал обусловлен каталитическим распадом AlfaPEROX в порах отложений, в результате чего на микроуровне образуются локальные зоны повышенного и пониженного давления с разрушающим действием расклинивающего типа («микровзрывы»), приводящие к механическому разрыву и дроблению отложений до пескообразного состояния.



### ❖ Преимущества

AlfaPEROX объединяет преимущества механических и химических методов очистки и лишен недостатков.

#### Механические методы

- + Не повреждают оборудование;
- + Удаляют все виды отложений;
- + Экологичны.



- Многостадийность. Длительный простой для монтажа/демонтажа и чистки;
- Высокий риск повреждения уплотнений;
- Практически неприменимы для очистки трубного пространства;
- Неприменимы для неразборного и сложно конфигурированного оборудования

#### Химические методы

- + Не требуют разборки;
- + Высокая скорость очистки



- Коррозионно активны;
- Бессильны перед нереакционно способными отложениями;
- Требуют дорогостоящей утилизации отработанного раствора

### ❖ Оборудование

Установка AlfaContour Ex006 — автоматизированный взрывозащищенный промывочный комплекс с дистанционным управлением. Собственная разработка ГК «Ангара».



### ❖ Производство

Собственное производство реагента полного цикла.



### ❖ Применение



Контур «Гудрон» до промывки



Контур «Гудрон» после промывки



45 млн. рублей — дополнительный доход НПЗ, получаемый за первый квартал после чистки одного теплообменника AlfaPEROX\*

\*По оценке компании

### ❖ Контакты

Группа компаний «Ангара»  
+7 (495) 120 08 71

info@angaraservice.com  
angaraservice.com

# Проблемы прогнозирования показателей разработки морских газонефтеконденсатных месторождений

**Д.В. Люгай**

д.т.н., ген. директор

**М.Н. Мансуров**

д.т.н., профессор, зав. отделением научно-технического обеспечения морских проектов  
[M\\_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru](mailto:M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru)

**С.А. Бородин**

к.т.н., и.о. главного инженера

**О.В. Николаев**

к.т.н., начальник лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
 Московская обл., Россия

**Одной из основных проблем разработки морских газоконденсатных месторождений, в которых доступ к устьям скважин ограничен, является адекватный учёт изменения продуктивности скважин в процессе их длительной эксплуатации. Для решения этой проблемы необходимо проведение комплексных экспериментальных и теоретических исследований. На основе экспериментальных исследований прогнозируются: параметры газожидкостных потоков в вертикальных, наклонных и горизонтальных участках труб при течении многофазных потоков «газ–вода–конденсат»; параметры пульсационных процессов и волновых воздействий в мультифазных потоках. Результаты экспериментальных исследований позволяют создавать и адаптировать расчетные математические модели, обеспечить их необходимую точность, а также максимальное извлечение газа из залежи.**

## Материалы и методы

Для исследований характеристик газожидкостных потоков в скважинах, шлейфах и промысловых коммуникациях в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан и построен экспериментальный

Разработка морских месторождений имеет ряд принципиальных методических отличий по сравнению с углеводородными месторождениями на суше. Эти отличия связаны с малыми объемами поисково-разведочного бурения, высокой стоимостью строительства эксплуатационных скважин, большим уровнем риска, более серьезными последствиями внештатных ситуаций, связанных с морскими операциями, а также органической взаимосвязью разработки и обустройства морского месторождения, поскольку в этом случае систему «пластовый коллектор–скважины–объекты морского обустройства–газопромысловые трубопроводы–технологическая производственная инфраструктура» следует рассматривать как единый комплекс.

В настоящее время проектирование разработки месторождений углеводородов осуществляется с использованием информационных технологий путем создания геологических и гидродинамических моделей резервуара и промысловых систем. В частности, в России эксплуатируется большое число интегрированных систем, объединяющих геолого-геофизические и промысловые характеристики месторождений, получаемые в результате сейсмических и геофизических исследований, гидродинамических и лабораторных исследований пластовых флюидов и отобранного при бурении скважин керна.

К сожалению, программные пакеты, используемые сегодня, являются в большинстве случаев «черными ящиками», а пользователи-специалисты невольно оказываются в положении ведомых партнеров, вынужденно ограниченных расчетными моделями, заложенными в эти пакеты математиками-разработчиками. Причина такой ситуации, как видно из схемы на рис. 1, предложенной Н.Н. Боженьюк и А.В. Стрекаловым, обусловлена сложной картиной взаимосвязи методов исследования и обработки исходных данных, необходимых для построения геологической и фильтрационной моделей [1]. По мнению А.Х. Мирзаджанзаде и др. [2], низкая степень обоснованности технологических режимов связана с тем, что для большинства определяющих факторов соответствующие теоретические основы, доступные для промысловиков, практически отсутствуют, в то время как существующие теоретические подходы не всегда адекватно отражают совокупность реальных физических процессов, происходящих в пласте и стволе скважины, при этом принимаемые критерии оказываются весьма условными [2].

Выбор технологического режима работы скважин морских нефтегазоконденсатных месторождений относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при проектировании и в процессе их эксплуатации. Технологический режим работы наряду с типом скважины (вертикальная или горизонтальная) предопределяет их количество и, следовательно, промысловое обустройство, и в конечном

счете — объем капиталовложений в освоение месторождения при заданном отборе из залежи.

Как отмечается в [2], трудно найти такие проблемы при проектировании, которые бы имели столь многовариантное и сугубо субъективное решение, как выбор и обоснование технологического режима. Как следствие, в настоящее время в разных проектах разработки, выполненных различными организациями, технологические режимы могут существенно отличаться даже при практически идентичных исходных данных.

Целостность процесса разработки месторождения — от моделирования пласта до выбора схемы заканчивания скважин, получения первой продукции и последующей эксплуатации месторождения — обуславливает требование гибкости и адаптивности проектных решений, поскольку любая новая информация о продуктивном пласте и необходимость постоянного совершенствования технологий, а также множество других существенных факторов, которые зачастую выявляются лишь в ходе реализации проекта, приводят к расширению и развитию представлений об оптимальной разработке месторождения. При этом игнорирование данных факторов почти всегда имеет негативные последствия, в частности, неоправданно завышенные денежные расходы и потери углеводородного сырья. Таким образом, исследуя каждый аспект разработки на стадии проектирования, необходимо в ходе формирования проекта рассмотреть всю совокупность возможных вариантов [2]. Типовой проект разработки морского месторождения включает в себя следующие взаимообусловленные элементы:

- геологическая модель залежи;
- гидродинамическая модель месторождения;
- выбор варианта отбора пластовых флюидов и местоположение забоев скважин;
- технико-технологические показатели рекомендуемого варианта разработки месторождения;
- проектирование скважин;
- методика проведения внутрискважинных работ;
- проектирование технологических объектов, трубопроводов и платформ.

Основной целью геолого-геофизического моделирования является обеспечение надежной основы для подсчета запасов, проектирования разработки и создания постоянно действующей модели месторождения для его последующего мониторинга на протяжении всей жизни объекта. Высокая стоимость буровых работ на шельфе обусловила малое количество морских поисковых и разведочных скважин на месторождениях, в связи с чем возникает задача максимально точного моделирования залежи при минимальном количестве фактического геологического материала. Новые продуктивные пласты оценивает многопрофильная группа квалифицированных

комплекс, в состав которого входят специализированные стенды для исследований: вертикальных потоков; наклонных и субгоризонтальных потоков; потоков в трубопроводах сложной конфигурации (воспроизводящей рельеф местности, в том числе профиль морского дна для подводных трубопроводов); методов промысловой диагностики газожидкостных потоков; распространения скорости упругих колебаний в многофазных потоках; влияния различных воздействий на поток с целью улучшения его гидродинамических характеристик.

**Ключевые слова**

морские газоконденсатные месторождения, обработка исходных данных, экспериментальные исследования, теоретические исследования, продуктивность скважин, многофазные вертикальные потоки, наклонные потоки, субгоризонтальные потоки

специалистов по петрофизике, геологии, геофизике, сейсмической инверсии и физике горных пород, что, однако, не исключает многовариантность и субъективность принимаемых решений.

Гидродинамические модели базируются на совокупности геолого-геофизических и промысловых данных, результатах разведочного бурения, а также на данных по фактической истории разработки. Используемые для построения гидродинамических моделей параметры пластов и флюидов определяются по результатам геофизических и лабораторных исследований, испытаний разведочных скважин и продуктивных пластов. Число вариантов разработки, рассчитываемых при обосновании системы освоения месторождения, исчисляется, как правило, сотнями. Многообразие вариантов разработки морских месторождений обусловлено как возможностями использования различных технологий обустройства (скважинами с большим отходом от вертикали, совокупностью вертикальных и многоствольных скважин, «интеллектуальными» скважинами, с возможностью настройки режимов добычи), так и возможностями изменения практически всех параметров разработки (расположения скважин, типа заканчивания и дебитов скважин), которые могут уточняться с помощью гидродинамической модели по информации, получаемой со скважины в ходе разведочного, оценочного и эксплуатационного бурения.

Эффективное дренирование продуктивного пласта — с использованием минимально возможного количества скважин для добычи максимального объема нефти и газа с наиболее выгодным темпом отбора — играет ключевую роль в обеспечении рентабельности при планировании работ на морских месторождениях. Однако комплексный подход включает в себя не только простое обеспечение максимальной площади контакта вскрытого участка ствола скважины с пластом-коллектором, что является наиболее распространенным решением при строительстве скважин с большими отходами от вертикали. Схемы заканчивания таких скважин должны также учитывать оптимальный дебит в долгосрочной перспективе, для чего необходимо соблюдение баланса между накопленной добычей и общей прибылью, а также обеспечение высокого коэффициента извлечения продукции. Хорошо спланированная стратегия разработки и обустройства всего месторождения играет ключевую роль в обеспечении эффективного конечного суммарного извлечения нефти и газа, включает в себя: обоснование конфигурации заканчивания и местоположения скважин, типов и размеров промысловых объектов и технологического оборудования, а также решения о проведении внутрискважинных работ.

К сожалению, практически все месторождения российского шельфа расположены в районах с экстремальными

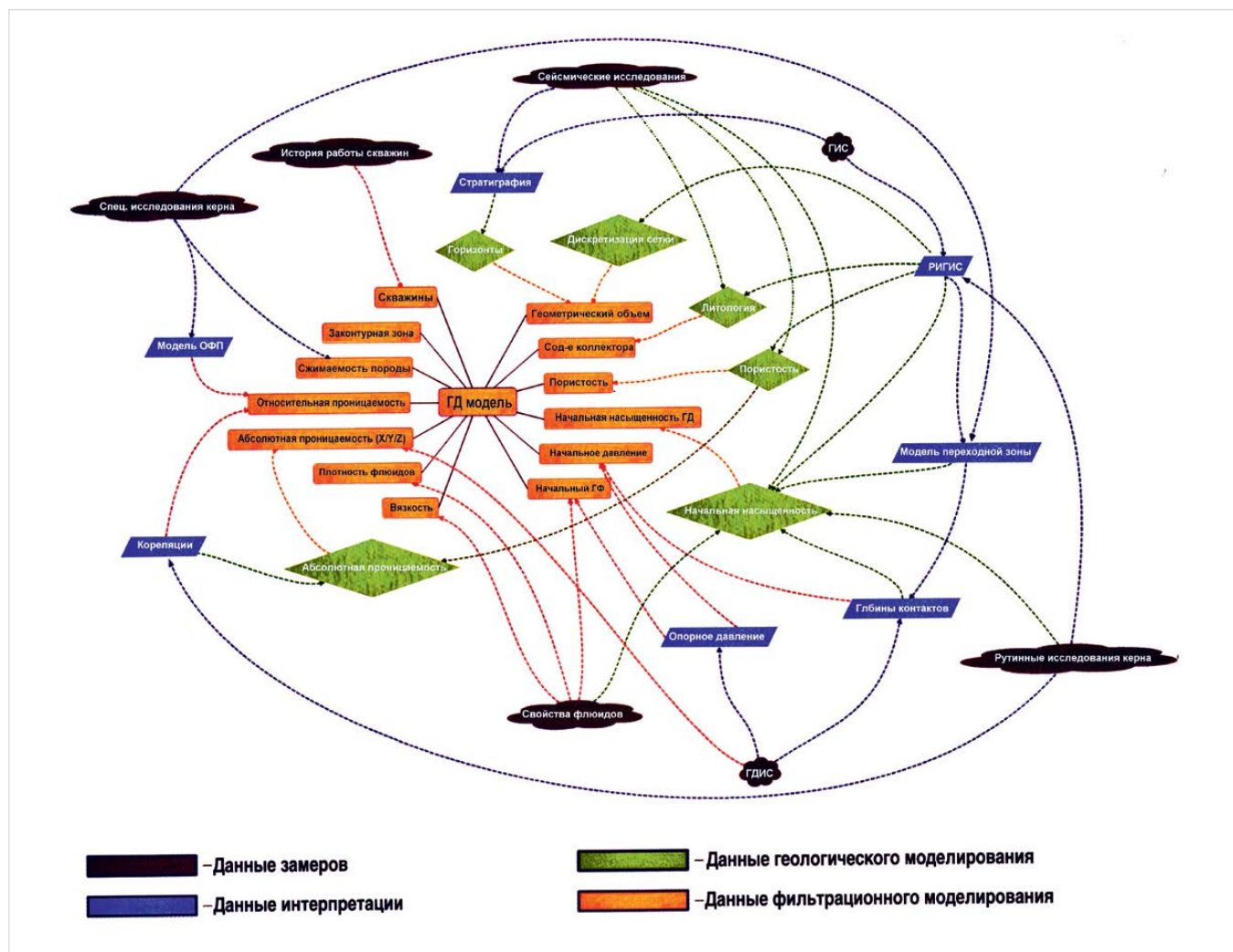


Рис. 1 — Схема взаимодействия источников данных и методов построения моделей  
Fig. 1 — The interaction of data sources and methods for constructing models



природно-климатическими условиями. Например, длительность навигационного периода, в течение которого возможен доступ к скважинам и другим подводным промышленным объектам, составляет около 3 мес. В таких условиях при невозможности прямого доступа к подводным объектам обустройства в течение длительного времени возрастает актуальность достоверного прогноза параметров термогидродинамических процессов по всей технологической цепочке «пласт–скважина–шлейф–межпромысловый трубопровод–УКПГ–система переработки–потребитель». В связи с этим особую

трудность вызывает обоснование технологического режима работы горизонтальных скважин, для которого требуются, как минимум, два главных элемента: результаты специальных исследований, проведенных для обоснования режима работы скважин при стационарных режимах фильтрации, и теоретические основы процессов, происходящих в пласте (в том числе, в условиях деформации и разрушения призабойной зоны), во вскрытых интервалах и лифтовых трубах скважин в условиях обводнения подошвенной водой, образования пробок, коррозии и т.д. Адекватный прогноз параметров

этих процессов непосредственно в рамках применяемых моделей практически неосуществим даже при сгущении расчётных сеток, поэтому при прогнозировании показателей разработки необходимо ориентироваться на результаты экспериментальных исследований.

Для проведения широкого спектра исследований в области многофазной гидродинамики в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был разработан и построен специализированный исследовательский комплекс, состоящий из группы независимо функционирующих экспериментальных стенов, объединенных единой коммуникационной системой и позволяющих проводить работы по следующим направлениям:

1) Исследования закономерностей многофазной гидродинамики:

- вертикальных, наклонных и горизонтальных потоков;
- потоков в шлейфах сложного профиля;
- потоков в трубах не круглого (кольцевого и др.) и переменного сечения;
- потоков углеводородных смесей различного состава;
- многофазных потоков «газ–вода–конденсат» и «газ–жидкость–твердые включения»;
- локальной структуры и пульсационных процессов в потоках;
- волновых воздействий на характеристики многофазных потоков;
- гидродинамики однофазных газов в трубах промышленного сортамента и т.д.

2) Отработка технологий эксплуатации промышленных систем:

- колтюбинговые технологии;
- транспортирование газожидкостных смесей и их компонентов по нескольким разделяющимся каналам (концентрический лифт и др.);
- увеличение скорости потока путем дополнительной подачи газа с целью улучшения условий выноса жидкой фазы (газlift и др.);
- воздействие ПАВ на многофазные течения;
- исследования работы плунжерного лифта;
- моделирование совместной работы призабойной зоны и скважины;
- моделирование эксплуатации нескольких скважин общим шлейфом и т.д.

3) Испытания оборудования:

- исследование влияния свойств внутренних поверхностей стенок труб на гидродинамические характеристики многофазных потоков;
- исследование гидравлических характеристик запорно-регулирующей арматуры;
- испытания скважинного и наземного оборудования, в том числе, измерительного в условиях многофазности потоков;
- исследование абразивного износа оборудования и т.д.

4) Создание банка экспериментальных данных по многофазной гидродинамике.

В таб. 1 указаны общие технические характеристики экспериментального комплекса.

Стенд для исследований вертикальных, наклонных и горизонтальных потоков (рис. 2) позволяет изучать потоки в трубах промышленного сортамента, а также в трубах некруглого сечения, в том числе, в межтрубных кольцевых пространствах, что актуально для разработки нетрадиционных технологий эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, в продукции которых содержится жидкость. В последнее время актуальность исследований наклонных и субгоризонтальных потоков резко возросла, поскольку существующая тенденция увеличения количества горизонтальных скважин требует



Рис. 2 — Стенд для исследований вертикальных, наклонных и горизонтальных газожидкостных потоков

Fig. 2 — The stand for research of vertical, inclined and horizontal gas-liquid flows

Диаметры испытываемых труб, см	6,2–22,0
Длина испытываемых труб, м	10–50
Зенитный угол наклона труб, градусы	0–90
Дебиты газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	10–180
Дебиты жидкости, м <sup>3</sup> /сут	0,0–10,0
Давление, МПа	0,1–4,0

Таб. 1 — Характеристики экспериментального комплекса  
Tab. 1 — Characteristics of the experimental complex

новых технических и технологических решений, обеспечивающих их эксплуатацию без накопления жидкости во вскрытых субгоризонтальных участках. Оборудование стенда позволяет менять угол наклона исследуемого потока в пределах от 0 до 90 градусов к вертикали.

Возросла также значимость исследований потоков в трубопроводах (шлейфах) сложного профиля, что связано с тенденцией увеличения времени доставки продукции скважины к местам переработки и необходимостью разработки способов эксплуатации промысловых систем, исключающих накопление жидкости на всех участках транспортного тракта. Стенд для таких исследований состоит из секций труб промыслового сортамента, соединенных между собой гибкими полимерными трубами соответствующего диаметра, позволяющими независимо изменять углы наклона отдельных секций трубопровода (рис. 3).

Большое практическое значение имеют исследования способов очистки различных участков тракта движения продукции скважин (забоев, стволов скважин, шлейфов) от накопленной жидкости. Исследования такого характера проводятся в вертикальных, наклонных и субгоризонтальных трубах.

Изучение распространения упругих колебаний в динамических газожидкостных потоках имеет две цели: с одной стороны, изучение влияния волновых воздействий на структуры и характеристики потоков с целью создания новых технологий, облегчающих транспортировку многофазных смесей по всему тракту от пласта до УКПГ, с другой стороны, создание новых методов получения оперативной промысловой информации и контроля характеристик потоков в скважинах и промысловых системах.

В числе воздействий на газожидкостные потоки, улучшающие их гидродинамические характеристики, особое место занимает искусственное изменение физико-химического состава потока путем добавления в него дополнительных компонентов, направленное на изменение свойств отдельных фаз и/или динамики их взаимодействия. В качестве таких компонентов часто выступают поверхностно-активные вещества (ПАВ). Несмотря на значительный опыт их использования в газодобывающей отрасли, эффект от применения ПАВ до сих пор преимущественно основывается на эмпирике «проб и ошибок». Данное направление исследований

является актуальным и перспективным, в связи с чем в состав экспериментального комплекса включен специальный блок, обеспечивающий добавление в поток различных жидких компонентов, а также формирование равномерной структуры газожидкостной смеси и ее подачу в исследуемый трубопровод.

На основе экспериментальных результатов проводится цикл аналитических работ.

1) Усовершенствование и разработка расчетных моделей:

- анализ особенностей гидродинамики многофазных потоков в промысловых условиях;
- разработка новых расчетных моделей и повышение точности существующих;
- разработка гидродинамических моделей потоков с твердыми частицами;
- изучение условий устойчивости динамических многофазных систем;
- расширение спектра математических методов для описания многофазной гидродинамики (теории фракталов, случайных процессов, хаоса, нечетких множеств и т.д.) и т.д.

2) Разработка программных средств:

- разработка программных комплексов для расчетов технологических режимов работы скважин, шлейфов, наземных коммуникаций, УКПГ, промыслов;
- разработка алгоритмов и программных комплексов для управления системами промысла;
- разработка алгоритмов управления работой многозайных скважин и т.д.

3) Методические разработки:

- методические работы по выбору и обоснованию наиболее эффективных технологий эксплуатации скважин и промысловых систем, таких как оптимизация диаметров лифтовых труб и шлейфов, газлифт, концентрический лифт, применение гибких полимерных труб, плунжерный лифт, добавление ПАВ, дополнительное компримирование газа;
- теоретические и методические работы в области снижения рисков аварий по причине абразивного износа оборудования и т.д.

#### Итого

Проведенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплексные экспериментальные и аналитические исследования многофазной гидродинамики на ряде месторождений суши позволили повысить прогнозную эффективность эксплуатации

скважин и промысловых систем при наличии в продукции жидкой фазы [3]. Анализ полученных результатов показывает, что даже малое количество жидкости накладывает существенные ограничения на диапазоны допустимых режимов эксплуатации, обостряя требования рационального использования упругой энергии пластового газа на всех этапах разработки месторождений. В частности, на Ковыктинском НГКМ, где содержание конденсата составляет всего 45–70 г/м<sup>3</sup>, наличие жидкости в продукции приводит к дополнительным ограничениям величин дебитов и давлений, а также выдвигает требования к оптимизации конструкций: стволов скважин — по диаметрам и углам наклона; вскрытых интервалов — по углам наклона, диаметрам и длинам; шлейфов — по диаметрам, длинам и рельефу укладки и т.д.

#### Выводы

Описанный исследовательский процесс обеспечивает повышение эффективности разработки морских газовых и газоконденсатных месторождений и предусматривает применение его результатов на стадиях проектирования, выбора конструкции скважин и элементов промыслового оборудования, определения режимов эксплуатации и алгоритмов управления промысловыми системами при конкретных геолого-промысловых и технических условиях со снижением влияния возможных негативных факторов, снижающих производительность скважин, трубопроводов и промыслов в целом.

#### Список литературы

1. Боженик Н.Н., Стрекалов А.В. Параметры неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат // Бурение и нефть. 2016. №7–8. С. 18–22.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
3. Федулов Д.М., Истомин В.А., Николаев О.В., Моисейкин П.А. Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина – шлейф» // Вестник газовой науки. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2017. №2 (30).



Рис. 3 — Стенд для исследований газожидкостных потоков в шлейфах сложной конфигурации

Fig. 3 — Test bench for gas-liquid flows in complex flowline configuration

## Predicting problems of offshore gas–oil–condensate fields development

UDC 622.691

### Authors:

**Dmitriy V. Lugay** — Sc.D., general director of Gazprom VNIIGAZ, LLC

**Marat N. Mansurov** — Sc.D., professor, head of the department of R&D support of offshore projects; [M\\_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru](mailto:M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru)

**Sergey A. Borodin** — Ph.D., acting the chief engineer

**Oleg V. Nicolaev** — Ph.D., head of the laboratory of gas-liquid flows modeling in gas production systems

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow region, Russian Federation

### Abstract

One of the most important problems of offshore gas-condensate field development (were an access to a well head is restricted) — is the accurate record of wells efficiency changes during continuous exploitation. In response to this problem it is necessary to do complex experimental and theoretical researches. On the basis of experimental researches it is possible to predict: gas-liquid flows parameters in vertical, inclined and horizontal pipe sections, in accordance with multiphase “gas-water-condensate” flows; parameters of oscillatory process and the wave effect in multiphase flows. The results of experimental researches make it possible to construct and specialize mathematical models, to provide them with the required accuracy and the ultimate gas recovery.

### Materials and methods

The experimental unit, constructed in Gazprom VNIIGAZ LCC and designed to analyze gas-liquid flow characteristics in wells and flowlines, consists of special stands for the exploration: vertical flows; inclined and subhorizontal flows; pipe flows of complex configuration (reproducing the landscape, including seabottom, profile for offshore pipelines); methods of oilfield gas-liquid flows diagnostics; the elastic vibration speed extension in multiphase flows; the influence of different effects on the flow for the purpose of properties amplification. The article provides information about technical characteristics of experimental unit.

### Results

The investigative and experimental researches of multiphase hydrodynamics in some onshore fields, that had been done by Gazprom VNIIGAZ LCC, made it possible to increase the predictive

efficiency of well operation and field systems in case of availability of fluid phase in the production [3].

The analysis of the results shows that even a little amount of fluid imposes significant constraints on the range of valid operating modes, focusing attention on requirements for rational use of reservoir gas elastic energy in the development stages.

In the Kovyktinskoe oil and gas-condensate field the concentration of the condensate is only 45–70 g/m<sup>3</sup>, the availability of fluid in the production leads to additional restrictions on the rate of recovery and pressures, and presses for the optimization of structures: in a well bores — diametrically and according to the inclination; in the opened-up zones — diametrically, according to the inclination of sizes and lengths; in the flowline — diametrically, according to the lengths and topography of the laying and etc.

### Conclusions

The described research process provides efficiency of the development of offshore gas and condensate fields; the application of the results is necessary during different stages of design, choosing the downhole and field arrangement, operation conditions, management algorithms, under the specific geological and technical conditions, that is able to reduce possible negative influences on the field productivity of wells, pipelines.

### Keywords

offshore gas condensate fields, the source data elaboration, experimental research, theoretical research, well productivity, multiphase vertical flows, inclined flows, subhorizontal flows

### References

- Bozhenyuk N.N., Strekalov A.V. *Parametry neopredelennosti gidrodinamicheskikh modeley – dopustimost' var'irovaniya i stepen' vliyaniya na konechnyy rezul'tat* [Uncertainty parameters of hydrodynamic models — the validity of the variation and the degree of influence on the final result]. *Burenie i neft'*, 2016, issue 7–8, pp. 18–22.
- Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Foundations of Gas Recovery Technology]. Moscow: Nedra, 2003, 880 p.
- Fedulov D.M., Istomin V.A., Nikolaev O.V., Moiseykin P.A. *Izmenenie svoystv nestabil'nogo uglevodorodnogo kondensata pri dvizhenii flyuida gazokondensatnykh mestorozhdeniy v sisteme “plast–skvazhina–shleyf”* [A Change of properties of unstable hydrocarbon condensate during the movement of a fluid at gas-condensate fields in the system “reservoir–well–flowline”]. *Vesti gazovoy nauki*, Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, issue 2 (30).

## СЕМИНАР- КОНФЕРЕНЦИЯ

«Эксплуатация-добыча нефти и газа, ремонт и бурение горизонтальных скважин»

11 - 15 сентября 2017

г. Севастополь, Республика Крым, РФ

Севастополь  
РЕСПУБЛИКА  
КРЫМ



Инновационные  
Технологии

+7 (3452) 534 009

togc@bk.ru, in\_tech@bk.ru

WWW.TOGC.INFO

# Сервисные услуги по ремонту скважин



**И.В. Пагутяк**  
генеральный директор

ООО «Недра», Нижневартовск, Россия

**ООО «Недра» основано в 2004 г. как одна из независимых сервисных компаний, ориентированных на предоставление услуг по текущему и капитальному ремонту нефтегазодобывающих скважин. На сегодняшний день компания представляет собой широкопрофильное нефтесервисное предприятие, специализирующееся на высокотехнологичных работах по текущему, капитальному ремонту и освоению скважин, строительству, транспортным услугам. Общество ведет деятельность на месторождениях Западно-Сибирского региона России и в Республике Сербия.**

Подразделения Общества предоставляют качественные сервисные услуги и современные технологические решения на протяжении всего периода эксплуатации скважин, начиная от ввода объекта до его ликвидации. Основные заказчики ООО «Недра» — лидеры нефтегазодобывающего сегмента промышленности: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «РуссНефть», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», АО «НК «Конданефть», АО «NIS» (Нефтяная Индустрия Сербии).

ООО «Недра» является активным участником рынка нефтесервисных услуг в области восстановления и ремонта нефтяных скважин. Бизнес-задача Общества заключена в сохранении конкурентоспособности, обеспечивающей предприятию динамичный рост и присутствие в наиболее востребованном сегменте сервисного рынка.

#### Тактические решения:

- реализация потребностей нефтегазодобывающих компаний в высококачественном, эффективном и своевременном сервисе скважин;
- проведение ремонтно-восстановительных работ, ориентированных на достижение максимальной нефтеотдачи месторождений;
- соблюдение требований промышленной, экологической безопасности и охраны труда;
- обеспечение социальных гарантий сотрудникам Общества.

#### Стратегические решения:

- расширение географии деятельности Общества и привлечение международных партнеров;
- непрерывное совершенствование технологических процессов;

- повышение эффективности оказываемых услуг.

ООО «Недра» осуществляет свою деятельность по двум основным направлениям: проведение работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

Все виды капитального ремонта скважин (КР):

- герметизация обсадных колонн;
- ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн;
- наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной;
- наращивание цементного камня за кондуктором;
- очистка стенок эксплуатационной колонны и забоя от АСПО (асфальтеносмолистопарафиновых отложений);
- внедрение пакеров-отсекателей;
- внедрение устройств ОРЭ (ОРЭ);
- отключение части пласта;
- отключение отдельных пластов и горизонтов;
- перевод (возврат) на другие горизонты;
- опробование пластов;
- перевод скважин в другие категории;
- проведение работ по ОПЗ на депрессии/репрессии;
- виброволновое воздействие;
- подготовка скважин к гидроразрыву пласта;
- подготовка скважин к реконструкции;
- проведение работ по выравниванию профиля приемистости, интенсификации притока без постановки бригады КРС силами звена по химической обработке скважин;
- работы, направленные на предотвращение отложения солей, сульфида железа;
- ликвидация скважин;
- широкий спектр работ по ликвидации аварий;
- освоение скважин после бурения, после



- реконструкции, после ГРП;
- подготовка скважин к ЗБС и их освоение после проведения работ.

#### **Все виды текущего ремонта скважин (ТР):**

- оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию;
- перевод скважин на другой способ эксплуатации;
- оптимизация режима эксплуатации;
- ремонт скважин, оборудованных ШГН (УШВН);
- ремонт скважин, оборудованных УЭЦН (УЭВН, УЭДН);
- ремонт фонтанных скважин;
- ревизия и смена оборудования артезианских, поглощающих и стеновых скважин;
- очистка, промывка забоя и ствола скважины;
- опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования.

Освоение скважин — комплекс работ по вызову притока пластового флюида из продуктивных горизонтов на поверхность с целью достижения проектной производительности скважины. Освоение скважин проводится после вскрытия пласта и проведения работ, связанных с монтажом наземного и скважинного оборудования. При эксплуатации скважины нескольких продуктивных горизонтов, освоение скважин проводят последовательно, в основном от нижележащих к вышележащим. Освоение скважин осуществляется посредством снижения давления столба промывочной жидкости в скважине ниже пластового; при этом создается депрессия на пласт, благодаря которой и происходит вызов притока пластового флюида. Для этого в случае, когда пластовое давление выше гидростатического, заменяют тяжёлую промывочную жидкость на воду, а затем (если нет притока флюида) на нефть (газовый конденсат). Если пластовое давление не превышает гидростатическое, а пласт хорошо проницаем и незакольматирован, освоение скважин достигается снижением уровня жидкости следующими способами: газированием промывочной жидкости воздухом (эрлифт) или газом (газлифт), а также свабированием

и откачкой жидкости насосом. В случае низкой проницаемости или сильной кольматации пласта, перед освоением скважин выполняют работы по интенсификации притока пластового флюида в скважину. Если пластовое давление значительно ниже гидростатического, работы по освоению скважин проводят с использованием поверхностно-активных веществ. При положительных результатах освоения, скважину после испытания на различных режимах передают в эксплуатацию.

#### **Забота о персонале и окружающей среде**

Кадровая политика ООО «Недра» основывается на общекорпоративных принципах деятельности и традициях: совершенствование и мотивация персонала — залог развития Общества. Благодаря этому основу коллектива составляют высококвалифицированные сотрудники.

Общество применяет современные технологии, которые требуют высокого уровня профессиональной подготовки сотрудников. Привлечение для работы в Компанию перспективных специалистов способствует решению ключевых бизнес-задач Общества.

В отношении экологической и промышленной безопасности общество руководствуется принципами ответственности и дальновидности, максимальной информационной открытости. Программа компании ориентирована на снижение негативного воздействия производственной деятельности на окружающую среду и ее компоненты, обеспечение приоритета сохранности жизни и здоровья сотрудников, а также предупреждение нештатных технологических ситуаций и устранение причин их возникновения.

#### **География присутствия**

Основные объемы ресурсов ООО «Недра» размещены в России. Главный российский офис предприятия находится в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра в г. Нижневартовске. Производственные базы расположены также в городах Нефтеюганск, Нижневартовск, Покачи. Размещение ремонтных баз в максимальной близости от мест проведения работ

позволяет обществу более оперативно и эффективно осуществлять поставку оборудования и оказывать услуги.

Штат компании в России насчитывает более 1600 сотрудников, большая часть из которых прошла обучение как на производственных базах компании, так и в учебных центрах Западной Сибири. Сегодня производственные мощности Общества в России представлены 73 мобильными бригадами. Их техническая оснащенность позволяет осуществлять ремонты высокой сложности на скважинах глубиной до 4500 м.

Кроме того, ООО «Недра» стремится инвестировать значительные денежные средства в свое развитие. Только в 2015–16 гг. на модернизацию производственных подразделений в России было выделено более 450 млн рублей. Обновлены бригадное оборудование, парки подъемных агрегатов, специализированной техники и легкового транспорта. Тесное сотрудничество с заказчиками является основой успешной деятельности предприятия в России и за рубежом.

Международная деятельность Общества — новое стратегическое направление компании. В Республике Сербия предприятие работает с 2014 г. Штатная численность филиала — более 350 сотрудников. Главный заказчик сервисных услуг Общества в регионе — NIS («Нефтяная индустрия Сербии»), структурное подразделение ПАО «Газпром нефть».

Офис представительства ООО «Недра» расположен в Республике Сербия в городе Жабаль, там же находится основная производственная база. В Сербии компания предоставляет полный спектр услуг по текущему и капитальному ремонту скважин девятью мобильными бригадами ТКРС, установкой геофизического исследования скважин, имеет для этого соответствующее оборудование и материалы.

Приобретенный обществом богатый опыт работы на российском рынке нефтесервисных услуг и эффективные технологии помогают нашим международным партнерам получать максимальную экономическую выгоду от разработки нефтяных месторождений в данном регионе.

ООО «Недра» работает строго в рамках общекорпоративной политики. Система менеджмента в области охраны труда и экологической безопасности соответствует требованиям международных стандартов ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001. Свидетельство СРО № С-161-86-0263-86-180117.



ООО «Недра»  
628637, РФ, ХМАО – Югра,  
Нижневартовский район,  
Самотлорское месторождение нефти  
тел./факс +7 (3466) 21-27-22  
ooo.nedra@mail.ru  
www.nedranv.ru

# НЕФТЕХИМИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



## НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



## БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



## СУДОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



Зеленодольский завод имени А.М. Горького  
РФ, Республика Татарстан, г. Зеленодольск, ул. Заводская, д. 5  
Тел.: +7 (84371) 5-76-10  
Факс: +7 (84371) 5-78-00  
[info@zdship.ru](mailto:info@zdship.ru)  
[www.zdship.ru](http://www.zdship.ru)



## Главная гордость предприятия – это качественная и надежная продукция

АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» (предприятие входит в группу компаний АО «Холдинговая компания «Ак Барс») – многопрофильное предприятие, с мощной производственной базой, которая позволяет строить корабли и суда различных классов и назначений, а также производить продукцию для судового машиностроения, оборудование для нефтегазодобывающей отрасли с разнообразными массогабаритными характеристиками и высокой конструктивной сложностью.

Продукция, выпущенная предприятием для нефтегазодобывающей отрасли, применяется ведущими российскими компаниями, в числе которых ПАО «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», ООО «Иркутская нефтяная компания», АО «Таргин», ПАО «Татнефть» и т.д. Так, например, задвижки различных видов, клапаны, запорная арматура, буровое оборудование и многое другое, находят свое применение на российских буровых установках, при комплектации устьев скважин, трубопроводов промысловых и газосборных пунктов, газоперерабатывающих заводов, компрессорных и газораспределительных

станций. Производство нефтегазодобывающего оборудования ведется в специально оснащем для этих целей механическом цехе.

С 1993 года АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» серийно выпускает нефтепромысловое оборудование по заказу ПАО «Татнефть». Технические возможности производства, современное оборудование, установленное в рамках программы модернизации и технического перевооружения предприятия, наличие квалифицированных кадров позволили освоить выпуск задвижки, имеющей все соответствующие сертификаты качества. В 1997 году в цехе освоен выпуск подъемной самоходной лебедки ЛПС-8.5, предназначенной для выполнения технологических операций при ремонте скважин.

Для ПАО «Газпром» изготавливаются обратные поворотные клапаны. Цехом изготовлены узлы и блоки для опытного образца газоперерабатывающего агрегата «Волга». С 2008 по 2010 годы завод полностью обеспечил строительство единственной, ведущей добычу нефти на

российском арктическом шельфе, морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» задвижками из уникальных титановых сплавов собственной разработки. В настоящее время на испытаниях в ООО «Газпром добыча Астрахань» находятся головные образцы оборудования для газовой промышленности из титановых сплавов.

В процессе производства предприятие уделяет особое внимание контролю качества продукции. Контроль начинается еще на этапе заключения договора с заказчиком. В соответствии с его требованиями разрабатывается и согласовывается план качества, включающий все основные этапы создания оборудования, начиная от согласования с заказчиком технической документации, контроля готовности производства, аттестации технологий, оборудования и работников, входного контроля закупаемых материалов и комплектующих, до хода производства и сдачи заказчику. Выпускаемая продукция сертифицирована и проходит обязательные лабораторные испытания, что обеспечивает заказчиком гарантии ее высокого качества и надежности.

**НЕ ИМЕЕТ АНАЛОГОВ  
НА ТЕРРИТОРИИ РФ**

# ЧМЗАП 99908-010

НИЗКОРАМНЫЙ  
ПОЛУПРИЦЕП-ТЯЖЕЛОВОЗ  
С ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ  
ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ РАМОЙ

**ОБНОВЛЁННАЯ  
ВЕРСИЯ**



	грузоподъемность	100 000 кг
	собственная масса / полная масса	26 000 кг / 126 000 кг
	нагрузка на ссу / на дорогу	30 000 кгс / 96 000 кгс
	тормозная система	пневматическая с EBS (WABCO)
	подвеска	рычажная гидробалансирная (TRIDEC) с системой принудительного управления поворотом всех колес, первые две оси подъемные
	двускатная ошиновка	245/70R17,5 141G (32+2)
	рама	телескопическая, 2 степени раздвижки
	рабочая площадка:	11730...25730x2540 мм
	шкворень	88,9 мм



## «Делан»: прошли огонь, воду и медные трубы

**Об уникальных свойствах изоляционных покрытий марки Capusa известно многое: повышенная прочность, долговечность, технологичность. Теперь же манжета Capusa GTS-65, ремонтные материалы, эпоксидные материалы Capusa, производимые на заводе российской компании АО «Делан», будут применяться для антикоррозионной защиты силовых подводных кабелей управления, запорной арматуры, фланцевых соединений и датчиков на месторождении им. В. Филановского.**

С 2013 года продукция Capusa имеет свидетельство о типовом одобрении Российского морского регистра судоходства, в частности, на термоусаживающуюся манжету типа GTS-65, используемую совместно с эпоксидным составом Capusa, что позволяет применять ее в условиях открытого моря, на месторождении им. В.Филановского. Система Capusa GTS-65 3L обеспечивает защиту от коррозии и адгезию к трубопроводам с температурой эксплуатации до +65°C. Специальные поверхностно-активные вещества обеспечивают сцепление с покрытиями с меньшей поверхностной энергией (такими как полипропилен). В результате, необходима меньшая

температура подогрева для активации адгезивного слоя манжеты и достижения хорошего сцепления с поверхностями из ПЭ, ПП и наплавляемых эпоксидных покрытий.

— Материалы, применяемые в море, должны выдерживать «агрессивную» среду, — поясняет Динис Гареев, директор по продажам антикоррозионных материалов АО «Делан». — Кроме того, особенностью изоляции труб на таком объекте, как месторождение им. В. Филановского является то, что отводы труб были нестандартные и имели гнутую форму, с различными радиусами закругления. При проведении работ на данном объекте заказчиком была поставлена задача: нанести на данные отводы ТУМ и

получить покрытие, по качеству схожее с заводским трехслойным полиэтиленом. Компания «Делан» имеет квалифицированный персонал, аттестованный правообладателем марки на проведение обучающих программ по своей линейке антикоррозионных материалов. Мы провели недельный тренинг для специалистов заказчика по использованию материалов и технологии Capusa. После чего были успешно проведены все работы на объекте, — рассказал Д. Гареев.

Совместо с термоусаживающейся манжетой GTS-65 используется жидкое эпоксидное покрытие типа Е, представляющее собой двухкомпонентную эпоксидную смолу. Эпоксидный состав является основной антикоррозионной защитой металла в составе трехслойной системы ТУМ, поэтому по технологии Capusa обязательно проводится принудительное отверждение. Эпоксидный состав производится без включения летучих растворителей со 100%-ным содержанием нелетучих веществ. За счет этого толщина его слоя не меняется при отверждении.

Использование апробированного метода Capusa для принудительного отверждения позволит изолировщику провести «предварительный контроль» стыка перед нанесением манжеты, что обеспечит надежную и долгосрочную защиту трубы, в условиях агрессивной среды эксплуатации.



117997, г. Москва, ул. Одесская,  
2 Бизнес-Центр "Лотос", башня С  
+7 (495) 641-91-01  
[www.delan.su](http://www.delan.su)  
[info@delan.su](mailto:info@delan.su)

# Новые методы испытаний на стойкость к коррозионному растрескиванию материалов для нефтегазовой отрасли

**М.С. Блажнов**  
генеральный директор

**М.С. Рыхлевская**  
к.т.н., заместитель генерального директора по научной работе  
[valmarm@mail.ru](mailto:valmarm@mail.ru)

**А.В. Новосельцев**  
главный инженер  
[AVNovosel@yandex.ru](mailto:AVNovosel@yandex.ru)

ООО НИПП «Вальма», Самара, Россия

**Эксплуатация оборудования в средах, насыщенных сероводородом, имеет ряд особенностей, обусловленных различными видами коррозионных проявлений влажного сероводорода. Данная статья посвящена описанию применения метода четырехточечного изгиба для испытания стойкости к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением образцов труб. Показано, что данный метод является перспективным, так как воспроизводит условия фактических нагрузок.**

## Ключевые слова

метод четырехточечного изгиба, коррозионное растрескивание, водородное растрескивание, трубы, трубы большого диаметра (ТБД), сероводород

Контакт металла с сероводородсодержащими средами сопровождается общей и локальной коррозией, а также его наводороживанием, причем данное явление, по сравнению с собственно коррозионным процессом, является более опасным, т.к. инициирует процессы растрескивания металла. Речь идет о следующих процессах:

- SSC (sulphide stress cracking) — сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением;
- HIC (hydrogen-induced cracking) — водородное растрескивание;
- SOHIC (stress orientated hydrogen induced cracking) — водородные трещины, ориентированные под воздействием напряжений;
- SWC (step-wise cracking) — ступенчатое растрескивание [1].

При одновременном воздействии агрессивных сред и растягивающих нагрузок проявляется локальное самопроизвольное разрушение материала — коррозионное растрескивание под напряжением (далее SSC).

На стадии производства стойкость металла труб к SSC подвергается лабораторному контролю путем испытаний методами, создающими условия возникновения трещин за относительно короткий период воздействия сероводородсодержащей среды и определенного уровня нагрузки. Данные методы представляют собой испытания по NACE (A — стандартное испытание на растяжение, B — стандартное испытание балки на изгиб, C — стандартный метод испытания C-образного кольца, D — испытание двухконсольной балки), изложены в [2] и широко используются в практике ООО НИПП «Вальма». Как любые методы испытаний, они имеют ограничения по применению, достоинства и недостатки. Однако в рамках данной статьи эти аспекты не обсуждаются. Отметим главное — данные методы не позволяют при испытаниях учитывать влияние внутренних напряжений в готовом изделии на коррозионный процесс.

Для оценки стойкости к SSC стандарты NACE TM0316-2016 [3] и ASTM G39-99 рекомендуют метод четырехточечного изгиба [4]. Сущность метода состоит в моделировании

фактических нагрузок, возникающих при эксплуатации трубопроводной системы: поверхность образца, подвергаемого воздействию модельной среды, испытывается растягивающим напряжением, а противоположная поверхность — сжимающим напряжением, что является основным преимуществом метода. В лаборатории испытание длится 720 ч, при этом образец удерживается при заданном постоянном смещении посредством нагруженных устройств, компактность которых позволяет одновременно производить испытания нескольких образцов в одной емкости, что является немаловажным фактором сокращения сроков испытаний серийной продукции для нефтегазовой отрасли.

По сравнению с другими методами испытаний на SSC, метод четырехточечного изгиба обладает дополнительным рядом преимуществ, а именно:

- меньшая степень трудоемкости при изготовлении образцов;
- испытание одновременно значительного количества образцов стандартных размеров в одной испытательной емкости;
- более полная оценка отказа: первоначальный визуальный осмотр образца при 10-кратном увеличении, магнитопорошковая дефектоскопия проблемных участков, последующее исследование на металлографических шлифах.

Следует отметить, что данный метод пока не получил широко применения из-за отсутствия его в требованиях отечественных НД (ТУ).

Однако при производстве труб для проекта «Южный поток» для оценки стойкости к SSC труб для эксплуатации в акватории Черного моря был применен именно метод четырехточечного изгиба. Испытания проводили в ООО НИПП «Вальма» на стандартных образцах в искусственной морской воде, насыщенной сероводородом, в соответствии с требованиями Европейского стандарта EFC-16 (3 изд.) [5].

Отечественные трубные заводы, проходящие квалификационные испытания процедуры производства труб для проектов «Северный поток», «Северный поток 2», прогнозируемый срок службы которых 50 лет, поставили лаборатории ООО НИПП «Вальма» более сложную задачу. Дело в том, что спецификации на производство труб для проектов содержат требования к испытаниям полнотолщинных образцов со сварным и ремонтным швами на стойкость к SSC методом четырехточечного изгиба. Если стандартный образец имеет размеры 115×10×15 мм, то полнотолщинный представляет собой некую дугу (в зависимости от диаметра трубы) размером 260×25×t мм, где t — толщина стенки (рис. 1). Создание нагрузки на образец величины 90% от фактического предела текучести стали потребовало разработки специальной оснастки-приспособления из стали той

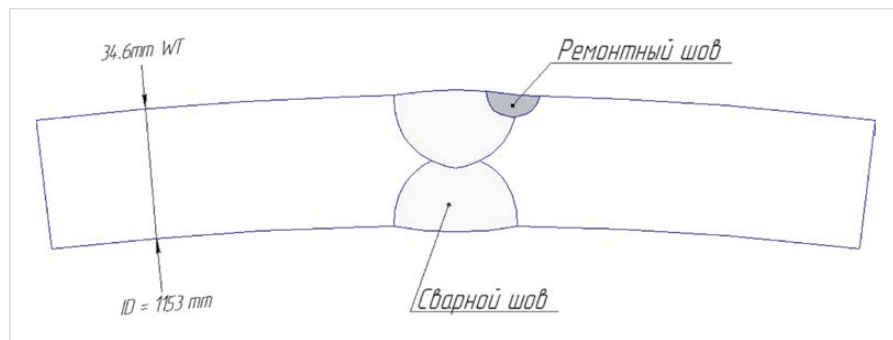


Рис. 1 — Полнотолщинный образец с моделированным участком ремонта сварного шва для испытаний методом четырехточечного изгиба

же группы прочности, что и испытываемые образцы. Такая оснастка была разработана и изготовлена нашим предприятием, на изобретение получены патенты: №2582231 [6] и № 2582229 [7]. Вид образца в оснастке и нагружающее устройство приведены на рис. 2. Испытаниям подвергались трубы внутренними диаметрами 1153, 1220 мм с толщиной стенки 30,9, 34,6, 41,0 мм. Образцы выдерживались в специальных испытательных емкостях объемом 150 л (рис. 3).

Опыт применения метода четырехточечного изгиба для оценки стойкости к SSC труб большого диаметра (ТБД) на полнотолщинных образцах позволяет рекомендовать его для широкого применения при лабораторных испытаниях электросварных ТБД, т.к. метод дает возможность в едином цикле испытаний реализовать оценку коррозионной стойкости основного металла и сварного соединения. Данный метод перспективен для контроля листового проката без ограничения по толщине раската.

Без натуральных испытаний невозможно прогнозирование эксплуатационной надежности трубопроводов. Как показывает практика, в лаборатории весьма проблематично воспроизвести многофакторные условия эксплуатации. Поэтому методы испытаний, приближенные к промышленным, обоснованно вызывают практический интерес. Таким методом является испытание полного кольца для определения стойкости к растрескиванию трубных сталей (ОТ 95 635) [8], составляющий основу стандарта Великобритании BS 8701:2016 [9].

Натурное испытание полного кольцевого образца исключает трудности по выбору типа образца для испытаний (методы А, В, С, D стандарта NACE TM0177), релаксации остаточных напряжений, воздействия коррозионных сред на многогранную поверхность и позволяет в одном цикле испытаний оценить стойкость тестируемого объекта (труба бесшовная, электросварная, спиральношовная, отвод, фланец, фитинг, включая все

сопутствующие сварные швы) к растрескиванию — SSC, HIC, SWC, SOHIC, SZC (растрескивание в мягкой зоне).

В настоящее время в практику лаборатории внедряется методика натурального испытания кольцевых полномасштабных образцов труб под напряжением в сероводородсодержащей среде.

На рис. 4 приведен эскиз кольцевого полномасштабного образца трубы с нагружающей оснасткой (стяжная муфта).

Кольцо нагружается механически с помощью установки стяжной муфты до заданного уровня нагрузки. Следует отметить, что значительная поверхность образца позволяет применять высокоточный метод тензометрии для оценки напряженного состояния. Образец герметизируется, изнутри заполняется испытательным раствором, опрессовывается и выдерживается 30 суток.

После выдержки образец контролируется методами ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопии.

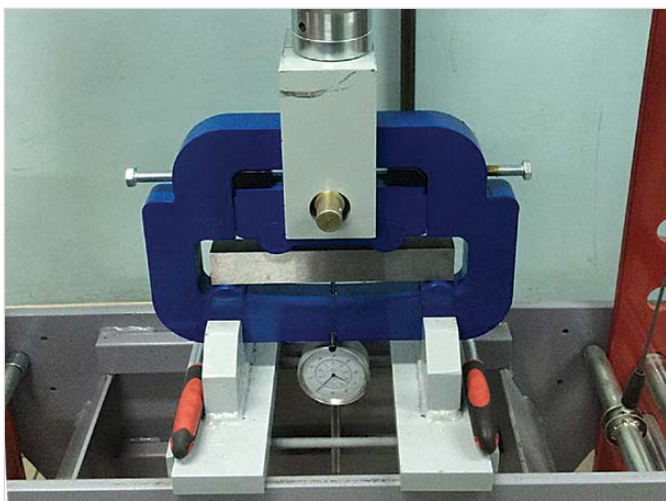


Рис. 2 — Процесс нагружения полнотолщинного образца в оснастке



Рис. 3 — Полнотолщинные образцы в испытательной емкости

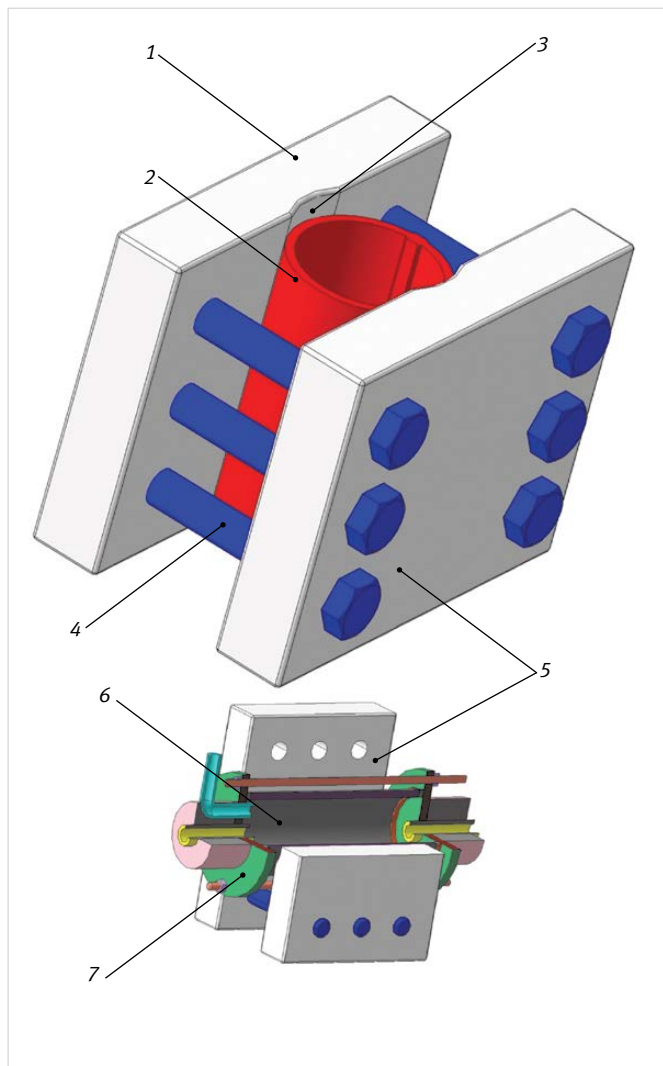
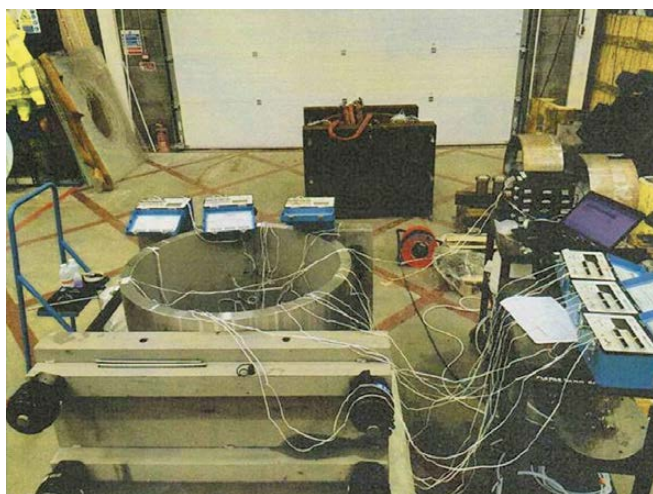


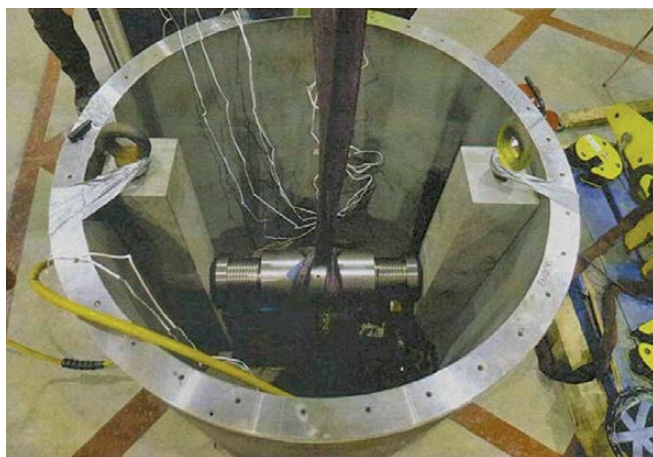
Рис. 4 — Эскиз образца с оснасткой для натуральных испытаний кольца по методу Carcis HSE OTI 95-635: 1 — блок нагружения с резьбовыми отверстиями; 2 — испытываемый образец; 3 — продольный паз на внутренней поверхности двух блоков нагружения с радиусом на 1, 2 больше предполагаемого диаметра кольца для нагрузки; 4 — болты, завинченные на всю длину, с резьбой под отверстия; 5 — блок нагружения и отверстия с гарантированными зазорами под установку болтов; 6 — испытываемый образец; 7 — заглушка с технологическими отверстиями



а)



б)



в)

Рис. 5 — Этапы испытаний полномасштабного кольцевого образца:  
а) превращение полномасштабного образца в испытательную ячейку;  
б) приложение внешней нагрузки на образец;  
в) приложение внутренней нагрузки на образец

В завершении проводится металлографическое исследование несовершенств, выявленных при дефектоскопии для классификации любых дефектов, в том числе и трещин растрескивания.

Для оценки воздействия коррозионных сред на внешнюю поверхность трубы, приведенная выше процедура испытаний может быть реализована полным погружением опрессованной секции в испытательный раствор. Этапы испытаний полномасштабного кольцевого образца иллюстрирует рис. 5.

Данный вариант применим для испытаний магистральных труб, ТБД, а также секций труб со стыковой сваркой, в том числе для аттестации процедуры сварки. Программа коррозионных испытаний, изложенная в спецификации «Северный поток», регламентирует испытания полного кольцевого образца со стыковой сваркой. Заказчиком испытаний должен выступать подрядчик, выполняющий прокладку трубопровода. Актуальность проведения таких испытаний в отечественной лаборатории очевидна, т.к.

аналогичные испытания проводились ранее лишь за рубежом.

#### Выводы

1. Для испытаний на стойкость к SSC труб для нефтегазовой отрасли предложен метод четырехточечного изгиба по стандартам NACE TM0316-2016, ASTM G39-99, внедренный в практику ИЛ ООО НИПП «Вальма».
2. Метод четырехточечного изгиба на полнотолщинных образцах является перспективным для испытаний на стойкость к SSC ТБД, листового проката.
3. Натурные испытания кольцевых полномасштабных образцов (труба бесшовная, электросварная, спиральношовная, отвод, фланец, фитинг, включая все сопутствующие сварные швы) — наиболее эффективный и информативный метод оценки стойкости к любым видам растрескивания в условиях, моделирующих фактические эксплуатационные негативные факторы.



Научно-исследовательское  
производственное предприятие «ВАЛЬМА»  
443013, РФ., Самара,  
ул. Киевская, д. 13  
тел./факс: +7 (846) 247-77-73 (74)  
office@valma63.ru  
www.valma63.ru

#### Список литературы

1. Стандарт NACE MR 0175/ISO 15156-2 Нефтегазовая промышленность – Материалы, применяемые в сероводородсодержащей среде в нефтегазовой промышленности.
2. Стандарт ANSI/ NACE TM0177-2016 Лабораторные испытания металлов на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением и коррозионному растрескиванию под напряжением в H<sub>2</sub>S-содержащих средах.
3. Стандарт NACE TM0316-2016 Испытания на четырехточечный изгиб материалов для нефтегазовой промышленности.
4. Стандарт ASTM G39-99 (2016) Стандартное практическое руководство по приготовлению и использованию образцов для испытаний на коррозию под напряжением изогнутых балок.
5. Стандарт EFC-16 (3 изд.) Требования, предъявляемые к материалам из углеродистой и низколегированной стали, применяемым в H<sub>2</sub>S-содержащей среде в нефтегазовой промышленности.
6. Патент №2582231 Способ испытания на сульфидное растрескивание металла электросварных и бесшовных труб.
7. Патент №2582229 Установка для испытаний образцов металла сварных и бесшовных труб.
8. OTI 95 635 Capcis Ltd A Test method to determine to cracking the susceptibility of linepipe steels in sour service.
9. BS 8701:2016 Full ring ovalization test for determining the susceptibility to cracking of linepipe steels in sour service-Test method.

# 25 ЛЕТ OPEROR pro VITA РАБОТАЕМ ДЛЯ ЖИЗНИ



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ  
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный  
разработчик и производитель  
оборудования для адсорбционного  
разделения воздуха

## СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

Основное направление развития компании — создание современных, высокоэффективных установок с использованием лучших комплектующих элементов от ведущих российских и мировых производителей.

Выпускаемые азотные и кислородные установки характеризуются низким электропотреблением и высокой надежностью.

Использование новейших адсорбентов и современных технологических решений позволяет производить азот чистотой до 99,9999% и кислород чистотой до 99%.



МЫ ПОСТАВЛЯЕМ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ:



БАШНЕФТЬ



КазМұнайГаз  
KAZAKHSTAN OIL & GAS COMPANY

и других отечественных и зарубежных компаний

ООО «Провита»  
199106, Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7  
тел./факс (812) 334-56-38  
e-mail: info@provita.ru  
www.provita.ru



# Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции



**А.К. Акулов**  
д.т.н., профессор, генеральный директор

Научно-производственная компания «Провита», Санкт-Петербург, Россия

**Основным источником азота и кислорода является атмосферный воздух. Для промышленного производства этих газов используются: метод криогенной ректификации, короткоцикловая безнагревная адсорбция (КБА) или мембранная технология. Метод КБА основан на патенте американского изобретателя Скарстррома и стал использоваться в промышленности с 60-х гг. прошлого века. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии.**

Метод криогенной ректификации целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м<sup>3</sup>/час воздуха, т.е. при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона. При этом продукты разделения воздуха поступают к потребителю в газообразном или в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию в среднем — 99,5%, а азот — от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок являются: невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодического отогрева оборудования для его ремонта и профилактики. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95-99,9% или кислорода чистотой не более 40%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газа через специальные мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно снижается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, завышая ее производительность, что так же приводит к увеличению расхода сжатого воздуха. К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

- более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией — процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии;
- для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что также влечет дополнительный расход электроэнергии;

- относительно низкая чистота получаемого азота.

Энергозатраты на получение азота в этих установках в среднем составляют 1,1 кВт·ч/м<sup>3</sup>.

В 70-е годы было обнаружено, что при осушке воздуха на цеолитах методом КБА одновременно происходит его обогащение кислородом. Это связано с тем, что на цеолитовых молекулярных ситах адсорбционная емкость по азоту примерно в 2 раза выше емкости по кислороду. После этого были предложены схемы получения кислорода методом адсорбции. В 80-е гг. в мире уже работали десятки адсорбционных установок, производящих кислород чистотой 93%. К настоящему времени их количество составляет сотни тысяч.

С конца прошлого столетия адсорбционная технология активно используется и для получения чистого азота. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Современные углеродные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%.

Адсорбционные установки работают полностью в автономном режиме, в случае прекращения потребления азота или кислорода они переходят в режим ожидания. Производительность адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10–15 лет.

Газообразный кислород с чистотой от 90 до 95% широко используется в разнообразных отраслях промышленности: сварка и пайка металлов, черновая резка металла, огневая обработка стекла, извлечение благородных металлов из руд, рыборазведение, озонирование при отбеливании продукции в целлюлозно-бумажной промышленности и т. п.

Широкому внедрению адсорбционных установок способствовали их конкурентные преимущества перед альтернативными способами получения кислорода, в основном, перед криогенным. В отличие от него адсорбционный способ позволяет создавать сверхмалые установки, позволяющие решать

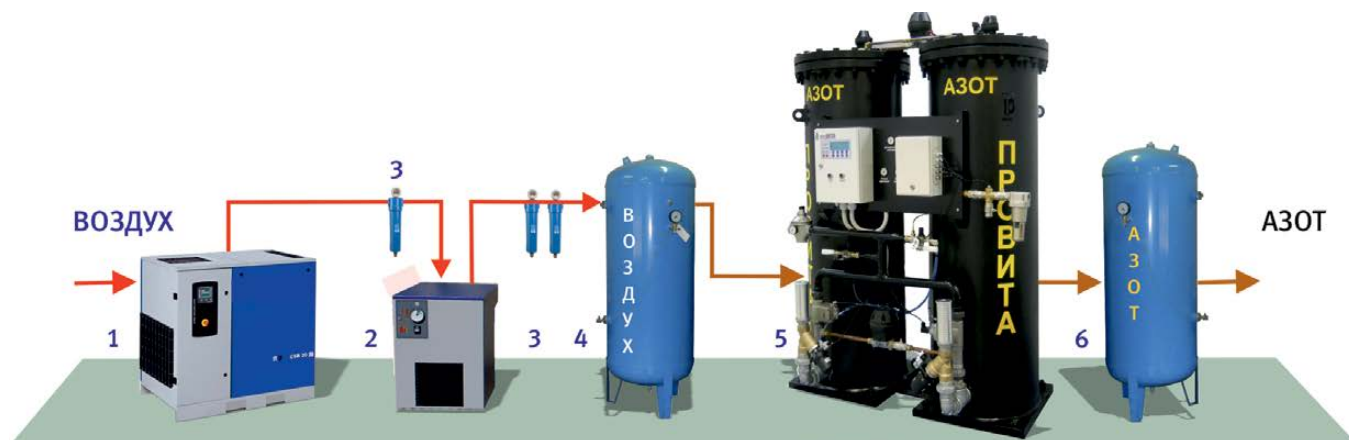


Рис. 1 — Схема адсорбционной установки

локальные задачи. При этом выход на режим адсорбционного генератора не превышает 10–15 мин. Кроме того, прогресс в разработке оптимальных схем и адсорбентов привел к тому, что к настоящему времени стоимость кислорода оказалась практически одинаковой для обоих способов его получения.

Однако в настоящее время криогенный способ все еще является лидером на рынке многотонажного производства кислорода за счет его более высокой чистоты, позволяющей получать продукт с содержанием примесей менее 0,5%.

Промышленные применения газообразного азота обусловлены его инертными свойствами. Газообразный азот пожаро- и взрывобезопасен, препятствует окислению, гниению. В нефтехимии азот применяется для продувки резервуаров и трубопроводов, проверки работы трубопроводов под давлением, увеличения выработки месторождений. В горнодобывающем деле азот может использоваться для создания в шахтах взрывобезопасной среды, для расpiration пластов породы. В производстве электроники азот применяется для продувки областей, не допускающих наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами — азот может успешно заместить воздух.

Важной областью применения азота является его использование в процессе синтеза разнообразных соединений, содержащих азот, таких, как аммиак, азотные удобрения, взрывчатые вещества, красители и т. п. Большое количество азота используется в коксовом производстве («сухое тушение кокса»), при выгрузке кокса из коксовых батарей, а также для «передавливания» топлива в ракетах из баков в насосы или двигатели. В последнее время азот широко используется в процессах автоматической лазерной резки металлов.

Газообразным азотом заполняют камеры шин шасси летательных аппаратов. Кроме того, заполнение шин азотом стало

популярно и среди автолюбителей, хотя однозначных доказательств эффективности использования азота вместо воздуха для наполнения автомобильных шин нет.

Научно-производственная компания «Провита» производит оборудование для адсорбционного разделения воздуха с 1991 г. и является ведущим российским разработчиком и производителем кислородных и азотных адсорбционных установок. При использовании этих установок существенно сокращаются производственные затраты. Это достигается за счет низкой себестоимости производимого газа, относительно невысоких капитальных затрат, а также благодаря использованию уникальных технологических решений и высокой надежности адсорбционных генераторов.

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает: винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха, рефрижераторный или адсорбционный осушитель, блок фильтров для очистки воздуха от паров масла, воздушный ресивер, адсорбционный генератор для разделения воздуха и продукционный ресивер (рис. 1). В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенный системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до +45°C.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-8, которая выполняет следующие функции:

- гибкую настройку параметров процесса;
- непрерывный контроль и мониторинг всех параметров процесса;
- автоматическую остановку оборудования при выходе значений контролируемых параметров за установленные пределы с выводом аварийного сигнала;

- автоматическую остановку генератора при прекращении потребления продукционного газа;
- автоматический пуск при возобновлении потребления продукционного газа;
- возможность вывода информации на внешние устройства.

Система управления PCS-8 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции.

Блок управления имеет удобный пользовательский интерфейс, информация отображается на ж/к дисплее на русском или английском языке.

Компания «Провита» накопила уникальный опыт в проектировании, изготовлении, поставке и обслуживании оборудования для получения газообразного кислорода и азота и заработала репутацию надежного производителя адсорбционного оборудования и проверенного поставщика.

При производстве адсорбционных установок «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих отечественных и мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот или кислород 24 часа в сутки, 365 дней в году. Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Компания «Провита» предлагает широкую линейку адсорбционных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин и более и постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистых кислорода и азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на их производство.



Рис. 2 — Мобильная адсорбционная установка

# Компания GEA выходит на новые рынки, предоставляя глобальные решения для компаний по переработке нефти и газа

**Международный машиностроительный концерн GEA выходит на новые рубежи: имея в своем портфолио ряд современных проектов для рынка нефти и газа, компания GEA работает над реализацией крупных заказов по всему миру.**

## Ключевые слова

система охлаждения, винтовой компрессор, переработка природного газа, холодильные и компрессорные установки, система электроснабжения, автоматизация



Источник фото: BORSIG ZM Compression GmbH, Germany

Компания GEA расширила и усилила свое присутствие в нефтегазовой отрасли промышленности, заключив договоры на миллионы евро в Омане, Пакистане и США. Заказы, размещенные в прошлом году, будут выполнены до 2018 года.

В данный момент на территории Омана компания занимается реализацией мега-проекта технологической системы охлаждения, в состав которой входит установка охладителя для контроля точки росы по углеводородам и агрегатированный водоохладитель. Этот завод самый крупный на Ближнем Востоке, его эксплуатация осуществляется с использованием винтовых компрессоров с впрыском масла.

Второй проект компании GEA будет впервые реализован на территории Пакистана, он предусматривает установку трех дожимных центробежных компрессорных станций топливного газа, а также полностью укомплектованную станцию комплексной подготовки газа. Учитывая хронический дефицит, газовая электростанция мощностью 747 МВт должна будет обеспечить электроэнергией данный регион.

Помимо этого, компания GEA осуществляет поставки технологического оборудования ведущей компании по переработке природного газа, осуществляющей свою деятельность в районах с самой крупной добычей сланцевого газа в юго-восточной части

США. Суточная норма переработки природного газа на предприятиях этого заказчика превышает 14 миллиардов стандартных кубических футов. Ранее упомянутое оборудование, которое будет эксплуатироваться на криогенных газоперерабатывающих заводах, включает:

- 15 спроектированных по специальному заказу пропановых холодильных компрессорных станций;
- 13 установок, оснащенных винтовыми компрессорами 1210GL производства GEA;
- 2 установки, оснащенные винтовыми компрессорами 675GL производства GEA.

В отличие от сфер «разведка и добыча» и «переработка» углеводородов, эти



Дожимная компрессорная станция GEA для низконапорных газовых скважин, завод в г. Климовск, Московская обл.



компрессорные установки, произведенные компанией GEA, используются в сфере «транспортировка и хранение» углеводородов.

Одна из ключевых функций этих установок заключается в выделении этана, пропана, бутана и других ценных компонентов из потока газа. Каждый из компонентов, после процесса отделения, представляет собой товарный сырьевой продукт, который используется в производстве пластмасс, химических веществ, топлива и аэрозолей. Компания GEA также предоставляет решения для таких сфер, как «разведка и добыча», «переработка» углеводородов.

#### Деятельность GEA в России

В России GEA имеет штат высококвалифицированных сотрудников (более 350 специалистов) и собственное производство, которое сегодня занимает площадь 2500 м<sup>2</sup> в г. Климовск. На заводе осуществляется производство промышленного оборудования: дожимных компрессорных станций, блоков охлаждения и подготовки газа, модульных холодильных установок, оборудования с сепараторами и декантерами в блочно-модульном и мобильном исполнении, электрощитов для собственных установок и другого оборудования.

Компания GEA в России давно зарекомендовала себя в качестве надежного поставщика комплексных систем «под ключ», включая проектирование, ввод в эксплуатацию и техническое обслуживание. Особенностью GEA — готовность к нестандартным технологическим решениям, детальное знание рынка, опыт сборки компрессорного и холодильного оборудования в России, сервисное обслуживание любых компрессорных установок в режиме 24 часа 7 дней в неделю.

Проектное бюро GEA в России в сотрудничестве с технологическими центрами GEA в Германии и Италии выполняет разработку технологических и конструкторских решений в области холодильных и компрессорных установок для нефтегазовой и нефтехимической

промышленности, систем электроснабжения и автоматизации. Одна из главных задач — повысить эффективность конкретных производств и гарантировать им получение существенной дополнительной прибыли.

Головной центр разработок холодильных и компрессорных установок GEA для нефтегазовой и нефтехимической промышленности в г. Болонья (Италия), имеет вековой опыт работы с холодильными технологиями и международную славу. На сегодняшний день он известен как поставщик наиболее прогрессивных технологий, специалисты которого способны гарантировать европейское качество и соответствие международным стандартам всем предлагаемым процессам, а также технике, задействованной в них для решения задач конкретных производств.

Сотрудничество проектного бюро GEA в России с итальянскими коллегами — залог наилучших технических и технологических решений по оптимальной цене. Кроме того, для российского заказчика гарантирована всесторонняя техническая поддержка проекта: GEA осуществляет шеф-монтаж, пусконаладку и полное сервисное обслуживание оборудования на протяжении всего срока службы. Инспекционные осмотры, техническое обслуживание объектов, а также поставка запасных частей к действующему оборудованию, текущий и капитальный ремонт, инструментальный энергоаудит и модернизация установок осуществляются инженерами отдела сервиса компании, штатная численность которых превышает 120 человек. Компания имеет филиал в Екатеринбурге, сервисное подразделение в Санкт-Петербурге, представительство во Владивостоке.

#### GEA в России — курс на развитие

В январе 2017 года компанией GEA подписан договор с ЗАО «Таманьнефтегаз» (Краснодарский край, Темрюкский район, п. Волна) на поставку оборудования и его сервисное обслуживание на 5 лет.

В договор входит поставка 6-ти ДКС (дожимных компрессорных станций) в блочно-модульном исполнении со всеми системами жизнеобеспечения, проектирование, шеф-монтажные и пусконаладочные работы, а также инструктаж персонала на месте и комплект запасных частей. Мощность электродвигателей каждой из шести установок составляет 1600 кВт.

В настоящее время проектные работы близятся к завершению. Срок гарантии на оборудование составляет 5 лет. Для выполнения этого условия и был включен пункт о сервисном обслуживании оборудования в течение данного периода.

Немаловажен и тот факт, что качество поставляемого оборудования соответствует международным стандартам ISO 9001 и требованиям Технического регламента Таможенного союза в части винтовых компрессоров, винтовых компрессорных агрегатов и компрессорных станций, а также холодильных установок.

Заказчиками проектов и оборудования GEA в России являются крупнейшие энергетические и добывающие компании — в рамках импортозамещения расширяется сотрудничество с такими предприятиями, как: ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», АО «Газпром газэнергосеть», ООО «СИБУР Тобольск», АО «Воронежсинтезкаучук», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», ПАО «Омский каучук», ПАО «Волжский Оргсинтез» и т.д.



#### GEA в России

105094, Москва, ул. Семеновский Вал, 6А.  
+7 (495) 787-20-20  
sales.russia@gea.com  
www.geaenergy.ru  
www.gea.com



Дожимная компрессорная станция GEA для компримирования топливного газа, завод GEA, г. Климовск, Московская обл.

# «Объединение БИНАР»: Опережая время

**В.М. Карюк**  
директор<sup>1</sup>  
karuk@binar.ru

**В.Н. Бойков**  
генеральный директор<sup>2</sup>  
boikov@binar.ru

<sup>1</sup>ООО «Объединение БИНАР», Саров, Россия  
<sup>2</sup>ООО «ГАЛАН», Саров, Россия

**Специалисты, обладающие большим опытом работы в Российском Федеральном Ядерном Центре Всероссийского Научно-исследовательского Института Экспериментальной Физики (РФЯЦ – ВНИИЭФ), еще до официально объявленного руководством страны курса на модернизацию и внедрение в промышленность высоких технологий, опередили свое время, создав в 1989 г. частное научно-производственное предприятие «Объединение БИНАР». Организаторами предприятия были Александр Коробко и Владимир Карюк, а также их коллеги по работе в РФЯЦ – ВНИИЭФ.**

История развития предприятия начиналась с двух штатных сотрудников и подвального помещения. Все приходилось начинать с нуля. Молодые, дерзкие ребята трудились с большим энтузиазмом, без привлечения бюджетных средств, воплощая в жизнь свои мечты. Сфера деятельности — самая различная, но всегда — разработки на высочайшем научно-техническом уровне и занимаются ими специалисты разных возрастов, рядом с 60-летним профессионалом мог сидеть 20-летний парень. Постоянство и единство команды во многом обеспечило успех предприятия. Для нас важно было непрерывное развитие и движение вперед. Целью создания Объединения была разработка продукции в интересах российской промышленности, в частности, нефтегазового комплекса России, и развитие отечественного наукоемкого бизнеса.

Созданное предприятие «Объединение БИНАР» находится на территории Закрытого Административно-Территориального Образования г. Саров, и работает в сфере информационных технологий и АСУТП, специализируется в области разработки, производства и внедрения технических и программных средств комплексных автоматизированных систем контроля и автоматического управления промышленными объектами и технологическими процессами. У предприятия за плечами более чем четверть вековой опыт

выполнения проектов и партнерских отношений с заказчиками. И сегодня по предлагаемым техническим решениям на отечественном рынке предприятие можно отнести к одному из передовых.

Девиз предприятия — **«бизнес, основанный на знаниях».**

В процессе разработки новых видов продукции сотрудниками предприятия опубликовано более двадцати статей в различных технических журналах и получено семнадцать патентов на изобретения.

Предприятие является активным участником инновационных мероприятий. «Объединение БИНАР» в своей деятельности осуществляет поддержку более десяти инновационных проектов. В двух из них — компании, созданные для реализации этих проектов, стали резидентами технопарка «Сколково» и вышли на этапы коммерциализации.

«Объединение БИНАР» представляет полный производственный цикл: маркетинговые исследования рынка; разработка; производство; поставка оборудования; гарантийное и сервисное обслуживание; адаптация под индивидуальные требования заказчика; обучение и консультации персонала.

Деятельность «Объединение БИНАР» может быть условно разделена на два направления: основная и инновационная.

Основная деятельность:

- разработка электронных приборов для систем автоматического управления, работающих в тяжёлых и опасных условиях эксплуатации;
- мелкосерийное производство специализированных электронных приборов;
- разработка информационно-управляющих систем для газовой, нефтяной и химической промышленности;
- создание информационных систем на принципах беспроводных сенсорных сетей;
- разработка и производство беспроводных сенсорных датчиков;
- создание систем и датчиков для регистрации наличия песка в газовом потоке;
- создание накладных ультразвуковых датчиков расхода газа;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки (НИОКР).

С 1991 г. ПАО «Газпром» стало основным заказчиком «Объединения БИНАР».

География эксплуатации оборудования, производимого предприятием «Объединение БИНАР», обширна и находит свое применение как на севере Западной Сибири (Надым, Новый Уренгой, Нефтеюганск), так и на юге России (Краснодарский край), а также в странах ближнего и дальнего зарубежья (Азербайджан, Белоруссия, Болгария, Казахстан).

Актуальными и востребованными направлениями деятельности являются:



Рис. 1 — Фото установленных на скважине беспроводных датчиков и модуля передачи данных



Рис. 2 — Система САУ ГМК «ДЕКАДА» в цехе газомотокомпрессоров СПХГ Прибужская

**АСОИ «Скважина»** — распределённая информационная система на основе беспроводных сенсорных сетей (БСС).

Система автоматического контроля технологических параметров скважин АСОИ «Скважина» предназначена для получения, сбора и обработки телеметрической информации с территориально распределённых объектов автоматизации в условиях отсутствия кабельных линий связи и электропитания контролируемых объектов. Может использоваться как самостоятельная система, так и в качестве подсистемы, входящей в состав других АСУ. В частности, БСС используются для объектов добычи и транспорта газа или нефти, на нефтегазоперерабатывающих заводах и других производственных комплексах (рис. 1).

Аппаратные средства системы изготавливаются во взрывозащищённом исполнении 1ExibIAT6 и обеспечивают высокую оперативность монтажа системы на объектах и возможность лёгкой модификации, в том числе оперативное изменение места расположения датчиков, добавление новых датчиков или замена одних датчиков на другие. Имеется возможность дистанционной перестройки чувствительности и режимов работы датчиков. Аппаратно-программный комплекс системы обеспечивает совместимость как со стандартными, так и со специализированными платформами и программным обеспечением.

#### САУ ГМК «ДЕКАДА»

Система автоматического управления поршневыми газомотокомпрессорами САУ ГМК «ДЕКАДА» предназначена заменить морально и физически устаревшие пневматические системы агрегатной автоматики.

Функцией системы «ДЕКАДА» является автоматическое управление работой ГМК, в том числе — пуск, прогрев, вывод на номинальные обороты, загрузка, разгрузка, вывод на минимальные обороты, останов, аварийный

останов, контроль параметров работы ГМК, тестирование и диагностика оборудования и каналов связи, взаимодействие с верхним уровнем управления, дистанционное управление ГМК с верхнего уровня (рис. 2).

Особенностями САУ является возможность работы аппаратной части системы во взрывоопасной зоне, в непосредственной близости от ГМК. Система обеспечивает как нормальный останов ГМК со стравливанием газа из контура, так и нормальный останов без стравливания газа из контура. При возникновении нештатных ситуаций выполняется жестко заданный режим останова газомотокомпрессора.

#### Система регистрации выноса твердых фракций (РВТФ) на основе применения датчиков-регистраторов «Кадет»

Система позволяет оптимизировать режим добычи газа, не допуская выбросов песка, приводящих к разрушению призабойной зоны и фонтанной арматуры скважин (рис. 3). Она является наиболее эффективным на

сегодняшний день средством решения проблемы контроля выноса песка из газовых скважин, по сравнению с существующими датчиками, в силу следующих преимуществ:

- использование нового способа регистрации;
- надежная система фильтрации шумов без использования выносных вычислительных средств;
- неинвазивность, удобство и легкость монтажа на газопроводе;
- дистанционное управление чувствительностью системы;
- низкое энергопотребление;
- возможность встраивания в существующие АСУТП, а также в сети мониторинга с радиосвязью.

«Объединение БИНАР» завершило поставку, монтаж и пусконаладочные работы 34-х систем РВТФ «Кадет» на Северном участке Сеноманской газовой залежи и Южном участке Губкинского газового месторождения. Заказчик работ — «Пургаз», обслуживает месторождение «Газпром добыча Ноябрьск».



Рис. 3 — Фото датчика сигнализатора «Кадет», установленного на кусте скважин Губкинского газового месторождения



Рис. 4 — Фото гигрометра «ГЛ-02»: а — с открытой передней дверцей; б — на объекте КС Торбеевская

Производимое оборудование соответствует современным требованиям заказчиков и его ассортимент регулярно расширяется.

### Гигрометрия на основе лазерной спектроскопии

При реализации одного из инновационных проектов создана фирма «ГАЛАН», получившая статус резидента «Сколково» (генеральный директор Валерий Бойков и научный руководитель Олег Выскубенко). Сотрудники «Галан» разработали и успешно провели испытания лазерного гигрометра «ГЛ-02» для работы во взрывоопасных помещениях (рис. 4).

В результате, создан промышленный анализатор газов, не требующий калибровки и работающий в затрудненных условиях эксплуатации там, где традиционные анализаторы конденсационного и сорбционного типа либо

искажают показания, либо выходят из строя. Данное преимущество основано на отсутствии контакта измерительных ячеек с измеряемой средой. Показания гигрометра не зависят от состава газа и не чувствительны к наличию в анализируемом газе метанола, этиленгликолей, тяжелых углеводородов, сероводородов и других примесей. Гигрометр «ГЛ-02» устойчиво работает при измерениях на «влажном» (неподготовленном) природном газе.

### Ультразвуковая расходомерия с накладными датчиками

«Ультраметр» — вторая компания, получившая статус резидента технопарка «Сколково», специализируется в области разработки и коммерциализации ультразвуковых расходомеров газа с накладными преобразователями (рис. 5).

Директор компании — Дмитрий Мороскин, а научные руководители — Вениамин Агуреев и Святозар Трусилло. На единой аппаратной платформе созданы три целевых прибора:

- Ультразвуковой расходомер природного газа для магистральных трубопроводов.
- Ультразвуковой корреляционный расходомер для попутного нефтяного газа.
- Многоканальный расходомер газов и жидкостей на базе высокочастотного ультразвукового преобразователя.

Основными конкурентными свойствами данной инновационной разработки являются:

- неинвазивность (в потоке газа отсутствуют какие-либо элементы расходомера, которые могут влиять каким-либо образом на поток, и с другой стороны, поток никак не воздействует на чувствительные элементы прибора);
- возможность измерения расхода в условиях наличия на стенках трубопровода различных жидких потёков;
- возможность измерения при очень низких давлениях газа, вплоть до 1 атм;
- отсутствие необходимости остановки потока, проведения каких-либо огневых работ, вскрытия трубопровода; на трубопроводе просто монтируются накладные ультразвуковые преобразователи и запускается процесс измерений;
- отсутствие необходимости периодического извлечения элементов прибора из трубопровода и связанных с этим издержек.

Накопленный опыт и высококвалифицированный персонал позволяют предприятию «Объединение БИНАР» на волне импортозамещения решать задачи по разработке и изготовлению конкурентоспособной продукции для нефтегазового комплекса России, предлагая качественное оборудование только из отечественных комплектующих, по доступным ценам и с широким диапазоном эксплуатационных параметров.

В настоящее время на предприятии разрабатывается новая аппаратно-программная платформа для создания распределённых беспроводных интеллектуальных сетей с применением принципов нейронных систем. В перспективе развития данной платформы в России может появиться новая технологическая операционная система для создания автоматизированных систем различного назначения, способная не только конкурировать, но и вытеснить применяющиеся в настоящий момент операционные системы и Scada. Приглашаем к сотрудничеству организации, заинтересованные в разработке и дальнейшем продвижении новой аппаратно-программной платформы.

В своей практической деятельности все свои разработки сотрудники предприятия «Объединение БИНАР» проводят на основе запросов, поступающих от технического персонала, непосредственно работающего на промышленных объектах, и изучения технологии работы этих объектов, что и обеспечивает востребованность созданных приборов.

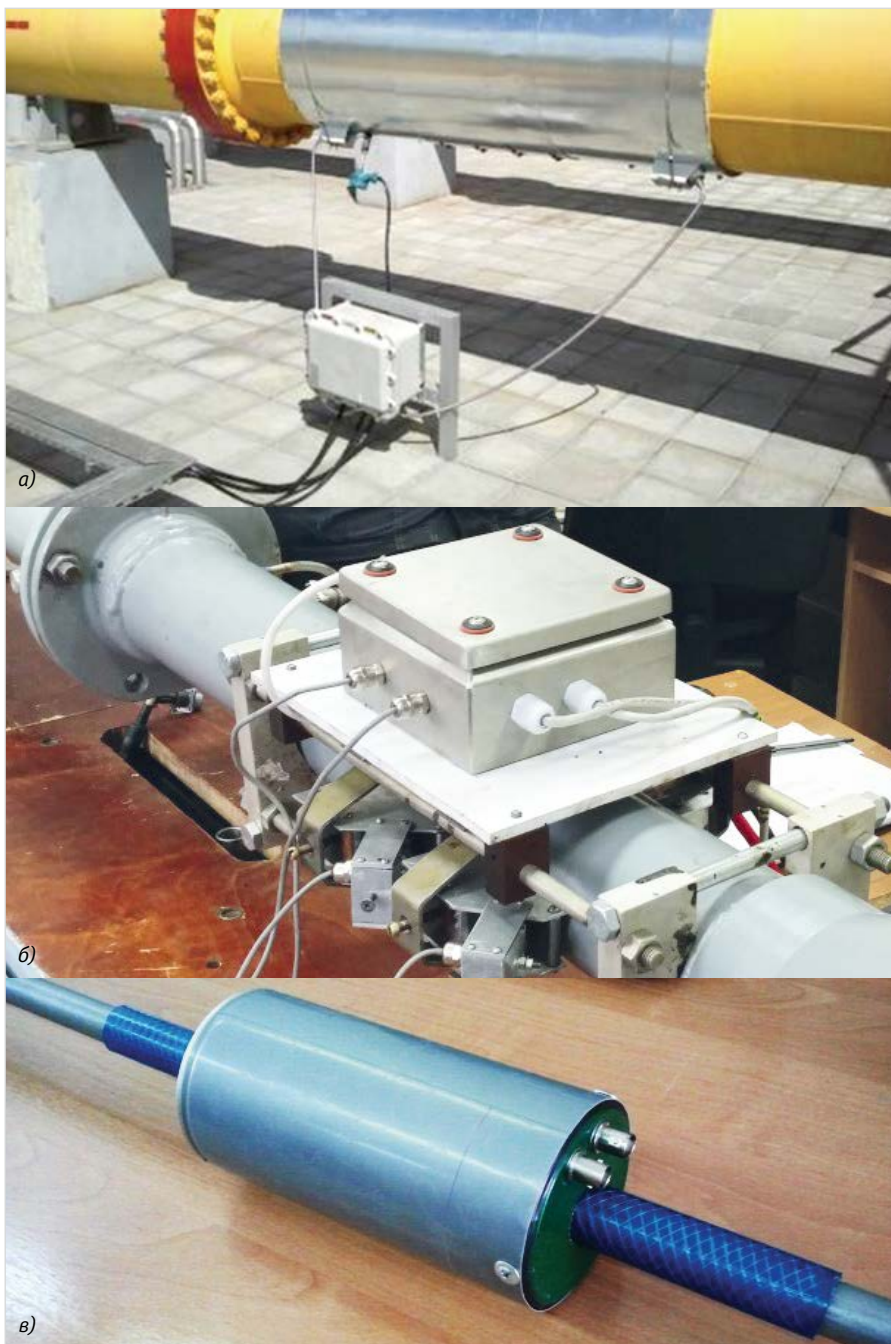


Рис. 5 — Ультразвуковые расходомеры: а — Ультразвуковой расходомер природного газа для магистральных трубопроводов; б — Ультразвуковой корреляционный расходомер для попутного нефтяного газа; в — Многоканальный расходомер газов и жидкостей на базе высокочастотного ультразвукового преобразователя



607188, Нижегородская область, г. Саров,  
Южное шоссе, д. 12, стр.17А,  
+7 (83130) 7-53-50, 7-53-53  
binar@binar.ru  
www.binar.ru

## Пламя под контролем «ВИЗАВИ-С»

Компания «ВИЗАВИ-С» известна на российском рынке уже более 15 лет и является авторизованным поставщиком продукции для розжига и контроля пламени от мировых лидеров, имеющих более чем 60-летний опыт производства. Всё предлагаемое оснащение используется в широчайшем диапазоне с разными наборами функций — от простых сигнализаторов наличия пламени до сложных систем, включающих розжиг, анализ АЧХ факелов пламени, автоматическое управление, повышение энергоэффективности, технологической и экологической безопасности процессов горения. Все поставляемое оборудование сертифицировано для применения.

Предлагаемая продукция компании Файерей (Fireye®), США, входящей в состав корпорации ЮТС (UTC), США, широко известна во всём мире. Это системы контроля пламени и системы автоматического розжига (запально-защитные устройства — ЗЗУ), а также системы автоматизации.

В ближайших планах компании «ВИЗАВИ-С» принять участие в программе импортозамещения путем переноса изготовления этого высокотехнологичного импортного оборудования на территорию России — вначале это будет сборка из поставляемых компонентов, а затем и изготовление основной их части в России с обязательным подтверждением качества изготовления и сборки соответствующими сертификатами, в том числе и соответствия ТР ТС, вступившими в действие в 2011 г.

### Сканеры пламени

Сканеры пламени компании Файерей (Fireye®), США, которые предлагает компания «ВИЗАВИ-С»:

- работают на основе микропроцессоров;
- могут работать как в УФ и ИК спектрах по отдельности, так и в обоих одновременно с автоматическим переключением на вид используемого топлива (сканеры пламени серии 95 InSight II);
- имеют функцию самопроверки, автоматически сканируют амплитуду на частотах мерцания пламени (АЧХ факела пламени);
- имеют встроенный вторичный блок электроники в одном корпусе и программное обеспечение, обрабатывающее собираемую информацию в режиме реального времени и позволяющее выводить на централизованную систему управления до 1000 параметров пламени;
- они дают информацию, насколько эффективно происходит процесс горения на

каждой конкретной горелке, при помощи которой можно управлять всем технологическим процессом погорелочно.

### Мощный электророзжиг

Также компания «ВИЗАВИ-С» предлагает своим партнёрам не только сканеры пламени, но и системы автоматического электророзжига высокой мощности. Они способны воспламенить и газ, и тяжёлые горючие материалы, включая мазут, обеспечивая при этом высочайший уровень надёжности розжига. Эти высокоэнергетические искровые запальники (HESI) увеличивают скорость розжига, снижая его время до 1–2 сек., и это становится возможным, потому что предлагаемые запальники дают высокую мощность (до 12 Дж) именно единичной искры, что позволяет добиться 100% розжига таких горелок. При этом используется обычный блок питания 220 В с напряжением на электрод всего 2000 В.

Сейчас стоит задача начать применение этих запальников и в нефтегазе. Ситуация следующая: есть главная (технологическая) горелка, но для того, чтобы её разжечь, и она не гасла в процессе горения, в целях безопасности существует пилотная горелка, которая на деле горит плохо. И таких «пилоток-коптилок», которые выбрасывают в атмосферу тонны вредных веществ, — десятки тысяч. Применение запальника от «ВИЗАВИ-С» позволяет этого избежать, то есть, его использование вместе со сканером позволяет получить безотказное оборудование для розжига и контроля за пламенем. Таким образом, без снижения надёжности и безопасности процесса применяется более эффективное решение, при этом экономя колоссальные средства, делая окружающую среду чище.

### Автоматизация горения

При сотрудничестве с компанией «ВИЗАВИ-С» Заказчик получает простой, понятный и экономически выгодный вариант повышения эффективности технологического процесса и снижения выбросов вредных газов в атмосферу. Так как задачу надо решать в комплексе, оборудование, используемое «ВИЗАВИ-С», позволяет решить её уже на первом уровне, и тем самым повысить надёжность всей производственной системы: горения, автоматизации, управления. Таким образом, автоматизация управления процессом горения достигается путём сканирования амплитудно-частотной характеристики каждого факела, замера его температуры при помощи встроенного пирометра (сканер пламени серии 105 Paragon) и сложной математической обработки полученных данных. Аналогов такой автоматизации пока нет.

### Лицом к Партнёрам

Преимущество предлагаемых «ВИЗАВИ-С» решений — это доступность применения и использования новейших технологий, снижение издержек при эксплуатации в разы, кардинальное повышение надёжности и безопасности. Грамотное построение отношений с Заказчиками, желание понять их потребности, индивидуальный подход к каждому вывели компанию на лидирующие позиции в этом сегменте рынка. Компания оказывает помощь в подготовке проектов, выборе оборудования, доставке, пусконаладке и последующей гарантийной и послегарантийной эксплуатации.

«ВИЗАВИ-С» — это всегда диалог и максимальная открытость для взаимовыгодного общения.



ВАШЕ ПЛАМЯ ПОД НАШИМ КОНТРОЛЕМ  
[www.vizavis.ru](http://www.vizavis.ru)

ООО «ВИЗАВИ-С»  
119049, г. Москва,  
ул. Большая Якиманка, д. 58/2, офис 6  
тел.: +7 (495) 64 64 9 64 (SIP)  
+7 (499) 238 6982, +7(495) 624 3791  
моб. +7 (916) 795 4014, +7 (985) 069 9977  
[vist01@yandex.ru](mailto:vist01@yandex.ru)  
[www.vizavis.ru](http://www.vizavis.ru)



# АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ СПЕ СГА

Анализатор пыли OPASTOP GP4000H  
 Анализатор влажности Hygrophil H 4230  
 Анализатор расхода ZMV  
 Мультиканальные газоанализаторы ZKJ ZRJ  
 для измерения CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>

## Компоненты газа

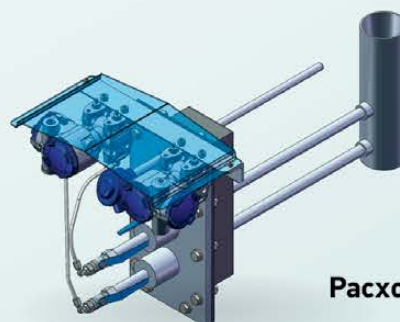
- CO – NO<sub>x</sub> – SO<sub>2</sub> – O<sub>2</sub> – NH<sub>2</sub> – HCl – H<sub>2</sub>O
- N<sub>2</sub>O – Co<sub>2</sub>

## Прочие измерения

- Скорость потока дымовых газов
- Давление дымовых газов
- Температура дымовых газов
- Мониторинг запыленности



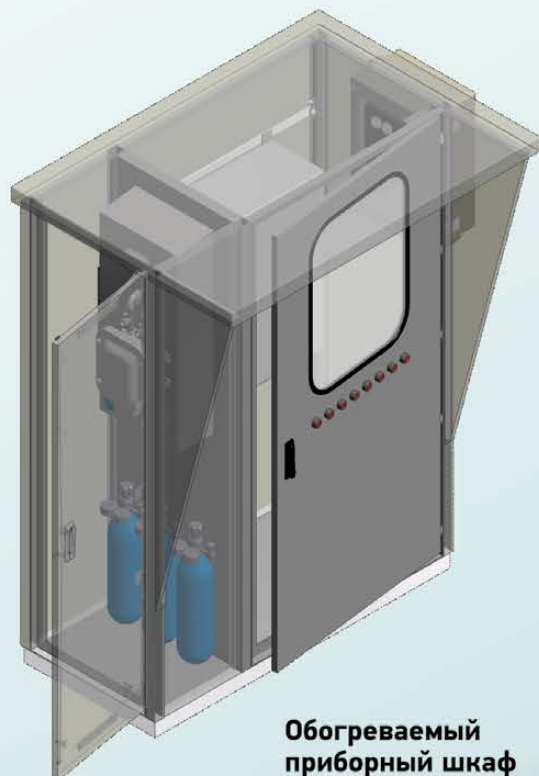
Анализатор пыли



Расходомер



Пробоотборный зонд



Обогреваемый  
приборный шкаф



Анализатор  
влажности

## 5 компонентов NDIR: Серии ZKJ

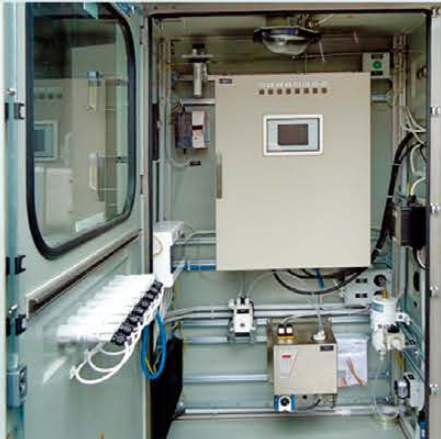
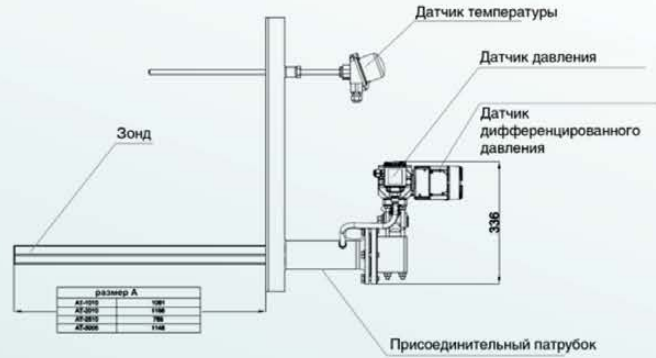
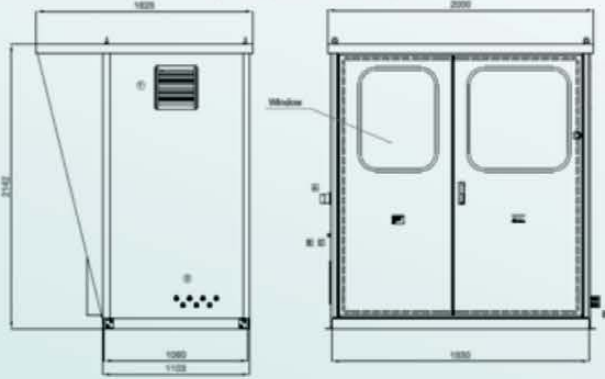
Компонент	Минимальный диапазон	Максимальный диапазон
NO	0–50 ppm	0–500 ppm
SO <sub>2</sub>	0–50 ppm	0–10% объёмн.
CO <sub>2</sub>	0–20 ppm	0–100% объёмн.
CO	0–50 ppm	0–100% объёмн.
CH <sub>4</sub>	0–200 ppm	0–100% объёмн.
N <sub>2</sub> O	0–200 ppm	0–2000 ppm
O <sub>2</sub> *	0–5% объема	0–100% объёмн.

\*встроенный парамагнитный датчик



## Конструктивное исполнение

### Приборный шкаф



## Пользовательский интерфейс ГЛАВНОЕ МЕНЮ

21/10/2016 15:49 Аналитаторный комплекс мониторинга эмиссий  
Главный экран СокТрейд  
Линейные Системы

Состояние комплекса: (Общий аларм)

Название параметра	Реальное значение	Единицы измерения	Расчетное значение	Единицы измерения
Концентрация NO	0.000	mg/m <sup>3</sup>	0.000	%vol
Концентрация SO2	7.400	mg/m <sup>3</sup>	0.000	%vol
Концентрация CO2	0.000	%vol	0.000	%vol
Концентрация CO	0.000	mg/m <sup>3</sup>	0.000	%vol
Концентрация O2	19.890	%vol	19.890	%vol

Температура в дымовой трубе: 25.9 °C  
Концентрация газа, пром. газ: \*\*\*\* r/l  
Давление в трубе: 36 mBar  
Объемный расход сухих отходящих газов: 4.269 м3/с

Меню: Мнемосхема комплекса, Аналитаторы комплекса, Список аварий, Ввести пароль, Конфигурирование анализатора (ввести пароль), Конфигурирование комплекса (ввести пароль), Графики, Калибровка нуля, Калибровка диапазона

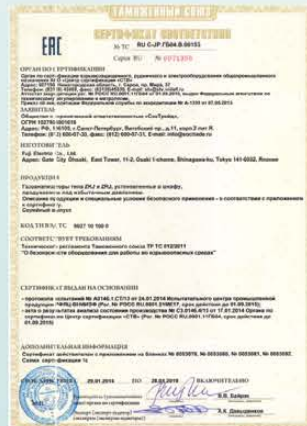
## Пользовательский интерфейс ЭКРАНЫ ДИАГНОСТИКИ

21/10/2016 14:42 Аналитаторный комплекс мониторинга эмиссий  
Список аварий СокТрейд  
Линейные Системы

Очистить журнал, Сохранить на USB, Главный экран

Сработала	Информация	Сброс
01:01 15:23:27	Высокая температура импульсной линии	
01:01 15:23:27	Насос отдачи конденсата из охладителя выключен	
01:01 15:23:27	Высокая температура дымовой линии	
01:01 15:23:27	Высокая температура охладителя пробы	
01:01 15:23:27	Насос отдачи конденсата из фильтра выключен	
01:01 15:23:27	Насос подачи выключен	

## Сертификаты



21/10/2016 12:04 Аналитаторный комплекс мониторинга эмиссий  
Мнемосхема комплекса СокТрейд  
Линейные Системы

Расход: \*\*\*\* м3

Мем. промисс: \*\*\*\* мг/м3

Концентрация O2: 44.8 %vol

Температура: 25.6 °C

Вкл.: 70.0 °C, Выкл.: 80.0 °C

Вкл.: 35.0 °C, Выкл.: 40.0 °C

Анализатор АН 1: Концентрация NO: 0.000 mg/m<sup>3</sup>, SO2: 29.700 mg/m<sup>3</sup>, CO2: 0.000 %vol, CO: 0.000 mg/m<sup>3</sup>, O2: 20.070 %vol

Защитный шкаф: \*\*\*\* °C, Уст 1: 10.0 ч/час, Уст 2: 20.0 ч/час

# Использование разделительных искровых разрядников для защиты изолирующих фланцевых соединений трубопроводов

А.И. Федоров

ООО «ДЕН РУС», Москва, Россия

**В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются различным воздействиям, которые могут снижать срок их службы и негативно влиять на связанные с ними технологические системы, приводя к повреждениям и сбоям в их работе. Одну из основных опасностей представляют протекающие в земле блуждающие токи, источником которых являются контактные сети электрифицированных железных дорог и других видов электрического транспорта. В статье рассмотрены вопросы применения изолирующих фланцевых соединений (ИФС) для защиты трубопроводов от электрохимической коррозии и механизм их повреждения под действием тока молнии как при прямых попаданиях, так и за счет развития искровых плазменных каналов в земле. С целью предотвращения повреждений предложено техническое решение на основе разделительных искровых разрядников, позволяющее существенно увеличить эксплуатационную надежность трубопроводов.**

Механизм воздействия блуждающих токов, вызванных работой электрифицированного транспорта, на подземно проложенный трубопровод показан на рис. 1.

Протекание блуждающих токов вызывает электрохимическую коррозию, которая является причиной ускоренного разрушения трубопроводов. Чтобы избежать этого, необходимо предусмотреть устройство электрохимической защиты трубопровода. Одним из самых простых и распространенных на практике способов является применение изолирующих фланцевых соединений (ИФС), которые обеспечивают электрическую изоляцию одного участка трубопровода от другого, тем самым предотвращая протекание электрического тока вдоль трубопровода. ИФС обычно состоит из двух или трех фланцев, между которыми расположены изолирующие прокладки, а их соединение между собой осуществляется с помощью шпилек, также изолированных от фланцев посредством втулок из диэлектрического материала. Пример изолирующего фланцевого соединения показан на рис. 2.

Применение изолирующих фланцевых соединений является простым и достаточно надежным решением, однако, как показал многолетний опыт эксплуатации, ИФС уязвимы к воздействию разрядов молнии, причем это относится не только к открыто прокладываемым трубопроводам, которые могут быть поражены в результате прямого попадания молнии, но и к трубопроводам, размещенным под землей. Дело здесь в искровых плазменных каналах, которые распространяются в объеме грунта после удара молнии в землю и проводят значительную

часть тока молнии. Развиваясь в земле, искровой канал может легко достигнуть подземного трубопровода, и далее ток молнии будет протекать уже по его поверхности. Подробно механизм развития искровых каналов в грунте описан в [1]. При усредненных токах молнии и значениях удельного сопротивления грунта их длина может достигать 20–40 м от точки удара. Как следствие, подземный трубопровод длиной десятки километров, проложенный в средней полосе России, может испытывать воздействие токов до 10 молний в год.

Металлическая труба и фланцы ИФС едва ли пострадают в результате протекания токов молнии, т.к. толщина их стенки обычно больше 4 мм. Таким образом, при таких толщинах молния не может ни проплавить, ни разогреть стенку трубы с внутренней стороны до опасных температур. Но изолирующая вставка фланцевого соединения, необходимая для предотвращения электрохимической коррозии, является слабым звеном при воздействии тока молнии. Ее изоляция не рассчитана на высокие напряжения, возникающие при разряде молнии, и может быть повреждена, что приведет к утечке взрывоопасной среды и созданию повышенной угрозы взрыва и пожара.

Избежать столь опасных последствий можно, защитив изолирующую вставку фланца посредством ее шунтирования с помощью специального искрового разрядника, например, разделительного искрового разрядника EXFS 100 или EXFS 100 KU производства компании «ДЕНН + СÖННЕ» (рис. 3). Эти разрядники разработаны специально с учетом жестких промышленных требований,

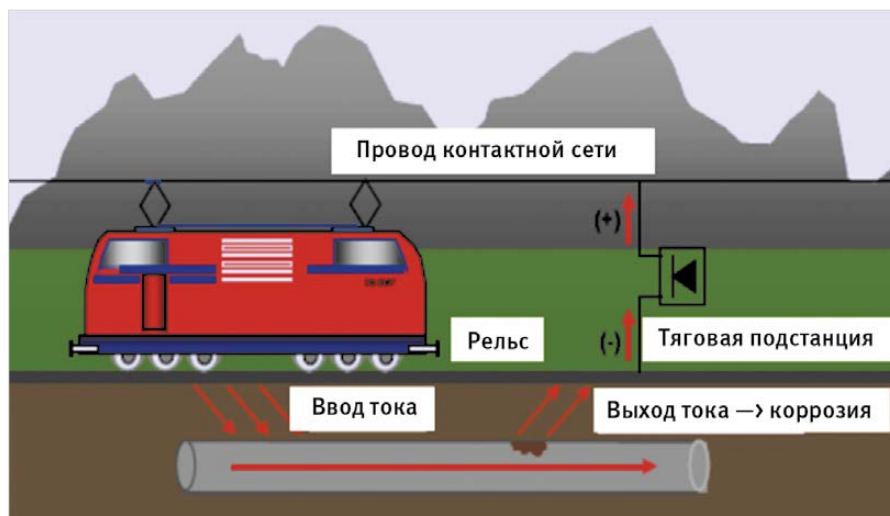


Рис. 1 — Протекание блуждающих токов, вызванных работой контактных сетей электрифицированного транспорта, по проложенному в земле трубопроводу



предъявляемых к надежности трубопроводов. В случае попадания молнии в трубопровод или при растекании тока молнии в земле, разрядники пропустят импульсные токи через себя и тем самым предотвратят их воздействие на изолирующее фланцевое соединение и обеспечат безопасность трубопровода.

Разрядники EXFS 100... имеют взрывозащищенное исполнение и могут использоваться во взрывоопасных зонах класса 1 согласно ГОСТ Р 51330.9-99. Пропускная способность по току молнии равна 100 кА (10/350 мкс), что соответствует классу H согласно [2], т.е. максимально тяжелому режиму работы. Выдерживаемое напряжение промышленной частоты составляет 250 В, а номинальное импульсное пробивное напряжение — 1250 В. Разрядник EXFS 100 имеет стандартное исполнение для применения на наземных участках трубопроводов. Для удобства его монтажа предлагаются плоские и угловые крепежные скобы из оцинкованной стали с различными диаметрами отверстий под шпильку фланцевого соединения, а также медные соединительные проводники длиной 100, 200 или 300 мм в комплекте с кабельными наконечниками. Разрядник EXFS 100 KU более универсален и может применяться как для наземного, так и подземного монтажа за счет специальной водонепроницаемой оболочки. В состав конструкции входят также два соединительных проводника длиной 2 м и сечением 25 мм<sup>2</sup>. При необходимости длина проводников может быть уменьшена, что позволяет осуществлять монтаж разрядников на фланцевые соединения различных габаритов. Пример установки разделительного искрового разрядника EXFS 100 на ИФС показан на рис. 4.



Рис. 2 — Изолирующее фланцевое соединение



Рис. 3 — Разделительные искровые разрядники DEHN + SÖHNE:  
а) стандартного исполнения типа EXFS;  
б) с возможностью подземного монтажа типа EXFS 100 KU

#### Итоги

Применение разделительных искровых разрядников для шунтирования изолирующих фланцевых соединений позволяет избежать повреждений, вызванных протеканием тока молнии вдоль трубопровода при прямых попаданиях, а также за счет растекания в земле, что приводит к существенному увеличению эксплуатационной надежности трубопроводов в условиях грозовой деятельности.

#### Выводы

Следует помнить, что современные трубопроводы являются комплексной системой и содержат также значительное количество вспомогательного оборудования, такого, как установки катодной защиты, средства связи и телемеханики и др. Поэтому для обеспечения надежного функционирования в сложной электромагнитной обстановке системы в целом необходимо также предусмотреть защиту и ее составляющих.

#### Список литературы

1. Базелян Э.М. Как заземлять магистральные трубопроводы // Новости ЭлектроТехники. 2015. №3 (93).
2. ГОСТ Р 62561.3-2014. Компоненты систем молниезащиты. Часть 3. Требования к разделительным искровым разрядникам. М.: Стандартинформ, 2014.



Рис. 4 — Пример шунтирования изолирующего фланцевого соединения с помощью разделительного искрового разрядника EXFS 100



14-я Международная выставка  
**НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2017**  
Москва, 27–30 июня  
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.



**ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ**  
Владивосток, 5–6 июля  
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Мероприятие посвящено реализации мега-проекта «Сила Сибири», газификации регионов с привлечением конечных потребителей и потенциальных подрядчиков в Китае.



**МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС**  
Стамбул, Турция, 9–13 июля  
WPC2017.RU

Глобальное место встречи ведущих игроков мировой нефтегазовой отрасли. Будем рады Вашему участию в организации коллективного стенда Российской Федерации.



Выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**  
Казань, 6–8 сентября  
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.



конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2017**  
Геленджик, 11–14 сентября  
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.



семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**. Севастополь, 11–15 сентября  
TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.



конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**  
Москва, 12 сентября  
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействие с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами.



выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**  
Ижевск, 12–15 сентября  
NEFT.VCUDM.RU

В рамках проекта «Время бизнес-встреч» участники смогут провести личные презентации и переговоры с представителями крупных промышленных предприятий Удмуртии.



конференция **ЭКОМЕТРОЛОГИЯ 2017**  
Иркутск, 13–14 сентября  
AMNIM.RU/EVENTS/69

Этапы реализации ФЗ №219 в области метрологического обеспечения АИС контроля промышленных выбросов. При информационной поддержке Минпромторга РФ.



конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**  
Ижевск, 14–15 сентября  
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефти на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.



конференция **НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**  
Сиань, Китай, 17–26 сентября  
NOVTEKBUSINESS.COM

Тематика симпозиума охватывает новейшие достижения геофизической техники и технологий для решения актуальных задач нефтегазовой индустрии.



конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**  
Анапа, 18–23 сентября  
OILGASCONFERENCE.RU

Ежегодный нефтегазовый форум. Площадка для обсуждения проблем в области строительства и ремонта скважин, обмена опытом, презентации новых технологий, оборудования, материалов.



выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК**  
Тюмень, 19–22 сентября  
EXP072.RU

Цель — содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.



форум **KDR-2017 КАЗАХСТАНСКИЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО БУРЕНИЮ**  
Астана, Казахстан, 21 сентября  
WWW.KAZDR.KZ

Конференция, рассматривающая актуальные вопросы сектора бурения в Казахстане. Проходит под патронажем АО НК «КазМунайГаз».



выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**  
Сургут, 27–29 сентября  
YUGCONT.RU

Масштабное событие в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.



выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**  
Санкт-Петербург, 3–6 октября  
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Уникальное для России конгрессно-выставочное мероприятие, отражающее потребности отрасли и определяющее направление ее развития.



**ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ**  
Санкт-Петербург, 3–6 октября  
GAS-FORUM.RU

Ведущая площадка для обсуждения актуальных вопросов развития мировой газовой отрасли.



выставка **РОС-ГАЗ-ЭКСПО**  
Санкт-Петербург, 3–6 октября  
FAREXPO.RU/GAS

Отраслевое мероприятие в России, посвященное достижениям в области строительства, эксплуатации и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления.





25-я Казахстанская Международная выставка и конференция «НЕФТЬ И ГАЗ»  
Алматы, Казахстан, 4–6 октября  
KIOGE.KZ

KIOGE заслуженно имеет статус крупнейшего и наиболее авторитетного нефтегазового мероприятия в Казахстане и Центрально-Азиатском регионе.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ  
Пермь, 10–13 октября  
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами Лукойла, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.



конференция SPE  
Москва, 16–18 октября  
RCA.SPE.ORG

Главное мероприятие SPE в регионе для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.



конференция НЕФТЕГАЗСЕРВИС  
Москва, 17 октября  
N-G-K.RU

Площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ  
Альметьевск, 18–20 октября  
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.



конференция ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ  
Сочи, 23–28 октября  
OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.



выставка НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА.  
ХИМИЯ  
Самара, 25–27 октября  
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний: Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.



выставка НЕДРА ЯКУТИИ  
Якутск, 26–28 октября  
SES.NET.RU

Якутия, по своим природным и территориальным условиям, не имеет аналогов на планете. В процесс организации и формирования деловой программы включены все административные ресурсы.



конференция ОПТИМАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ  
ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРЭ, ОРЗИД, ВСР  
Пермь, ноябрь  
KONGRESS-NEFTI.RU

Обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.



выставка MANGYSTAU OIL & GAS  
Актау, Казахстан, 7–9 ноября  
MOGE.KZ/EN/

Традиционная площадка для делового общения казахстанских и зарубежных специалистов, ознакомления с новыми технологиями и демонстрации потенциала региона.



саммит РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА  
Москва, 8–9 ноября  
ROGSUMMIT.RU

Акцент технической части деловой программы на механизированной добыче и на повышении нефтеотдачи пластов.



выставка КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП,  
ВНУТРИСВЯЖИННЫЕ РАБОТЫ  
Москва, 9–10 ноября  
STTIMES.ORG/CONF

Старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей соответствующего оборудования.



выставка ADIPEC  
Абу-Даби, ОАЭ, 13–16 ноября  
ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби — естественный перекресток между Востоком и Западом, один из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.



саммит НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА  
Москва, 10 ноября  
DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Саммит для ключевых игроков нефтеперерабатывающей промышленности, посвященный модернизациям и инновациям в данной области.



образовательная программа  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ 2017  
Москва, 13–17 ноября  
EAGE.EDU

Программа образовательных курсов по геонаукам. Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.



выставка НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ  
Нижневартовск, 15–16 ноября  
SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в нефтяной столице России.



конференция НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ  
Уфа, 21–23 ноября  
NOVTEKBUSINESS.COM

Конференция и сопутствующая ей выставка предоставляют возможности для ознакомления нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями производителей оборудования и услуг.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ  
Красноярск, 22–24 ноября  
KRASFAIR.RU

Новейшие технологии в области геодезии, картографии, геофизики и спутниковой навигации, геомониторинга земли. Оборудование для нефтехимической и газовой промышленности.





25 лет содействуем развитию  
нефтегазовой индустрии

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА

# НЕФТЬ И ГАЗ

**26–29 июня 2018**

МОСКВА • МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)

НОВАЯ ПЛОЩАДКА –  
ТРАДИЦИОННЫЕ ДАТЫ



## 14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки


**26–27 июня 2018**

МОСКВА • МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

[www.oilgascongress.ru](http://www.oilgascongress.ru)



Организатор  
Группа компаний ITE



# КОЛЛЕКТИВНЫЙ СТЕНД РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА МИРОВОМ НЕФТЯНОМ КОНГРЕССЕ

УСПЕЙТЕ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ  
В ГЛАВНОМ МЕРОПРИЯТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

## ПРЕИМУЩЕСТВА УЧАСТИЯ



ВЫГОДНОЕ  
РАСПОЛОЖЕНИЕ

Расположение на центральной аллее, обеспечит дополнительное внимание представителей мировых СМИ, официальных лиц и делегатов



ПОСЕЩЕНИЕ СТЕНДА  
ОФИЦИАЛЬНОЙ  
ДЕЛЕГАЦИЕЙ

Коллективный стенд будет включен в официальный обход с представителями уровня Министров и заместителей Министров

9-13 ИЮЛЯ 2017 | СТАМБУЛ

[www.wpc2017.ru](http://www.wpc2017.ru)



8 (499) 760-34-74

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
ISO - 9001



КАЗАНСКАЯ  
ЯРМАРКА



**ТАТАРСТАНСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ**

Деловая программа выставки - активная площадка,  
содействующая развитию науки и бизнеса

24-я международная специализированная выставка

# НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

**6-8  
СЕНТЯБРЯ  
Казань, 2017**

Проектирование и строительство  
объектов для нефтяной, нефтехими-  
ческой и газовой промышленности

При поддержке:

Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

[www.oilexpo.ru](http://www.oilexpo.ru)

16+

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция,  
технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспорти-  
ровка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



Добыча нефти и газа



420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8  
ОАО «Казанская ярмарка»  
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11  
e-mail: expokazan02@mail.ru,  
d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru  
[www.expokazan.ru](http://www.expokazan.ru)

25  
Л Е Т



**KIOGE**  
Kazakhstan



25-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ

25th KAZAKHSTAN  
INTERNATIONAL

## OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)

4-6

ОКТЯБРЯ / OCTOBER

2017

ГЛАВНАЯ  
НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЫСТАВКА  
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ  
KAZAKHSTAN, ALMATY

THE LEADING  
OIL & GAS EVENT  
IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР  
ORGANISED BY



CONNECTING  
YOUR BUSINESS  
TO THE WORLD

ITE МОСКВА  
+7 (499) 750 0828  
oil-gas@ite-expo.ru  
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC  
+44 (0) 207 596 5011  
og@ite-events.com  
www.oilgas-events.com

## Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



### 12 сентября 2017 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждения проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



### 17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждения проблем нефтегазового сервиса



### 7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- OIL-GAS.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждения проблем нефтегазового шельфа



### 15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждения проблем поставок нефтегазового оборудования



### 23 мая 2018 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждения проблем нефтегазового строительства



# АЛЫМЕТЬЕВСК



Правительство  
Республики Татарстан



Администрация  
Альметьевского района  
и города Альметьевск



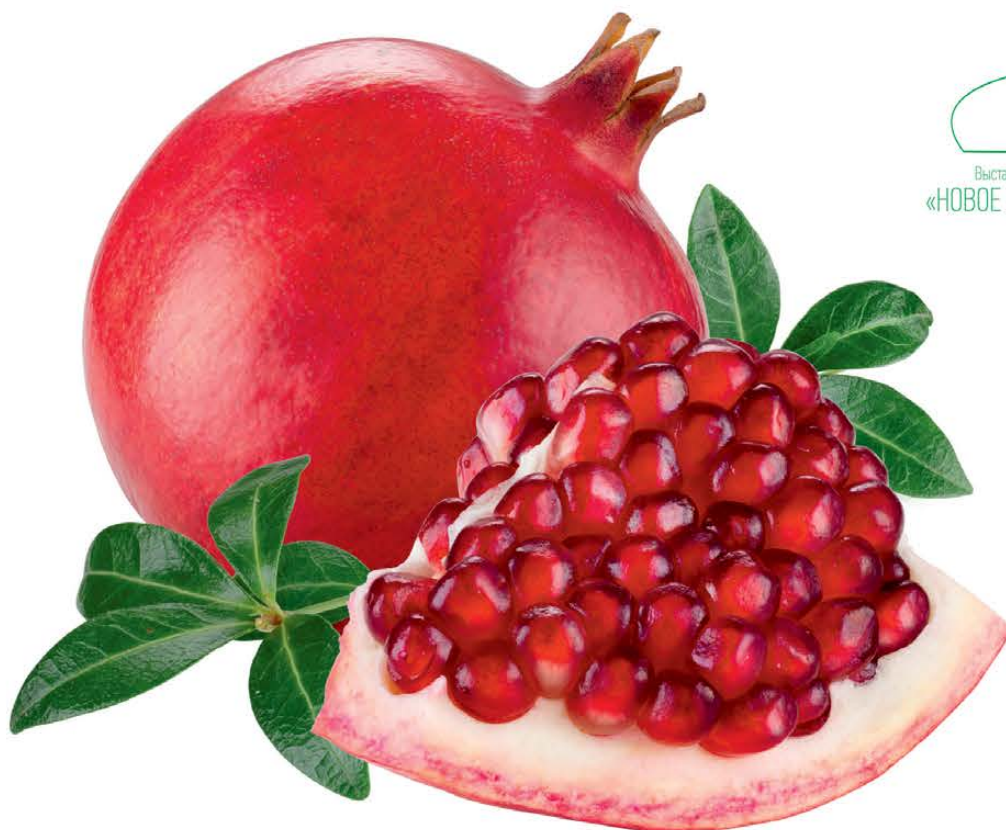
**TATNEFT**

**16-Я**  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ  
ВЫСТАКА

**NT-EXPO.RU**

**18-20**  
**ОКТАБРЯ**

**НЕФТЬ.**  
**ГАЗ. ЭНЕРГО.**  
**ХИМИЯ.**  
**ЭКОЛОГИЯ.**  
**ПРОМЫШЛЕННАЯ**  
**БЕЗОПАСНОСТЬ**



  
Выставочная Компания  
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛТИЕ»

**ЭКСПОЗИЦИЯ**  
**НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнёр



открытое акционерное общество

# «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов



Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки), другое специальное оборудование.

Сертификаты на продукцию, разрешения на применение, декларации соответствия доступны на сайте <http://www.kremz.ru/sertif.html>

**WWW.KREMZ.RU Тел.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU**

**WIWA®**

because it works

## AIRLESS 270



Установка безвоздушного распыления на подъемной тележке

## WIWA DUOMIX PU 540



Многоцелевая пневматическая установка, предназначенная для нанесения полиуретановых пен и полимочевины

**ООО «ВИВА-РУС»**

198152, Санкт-Петербург, ул. Краснпутиловская, 69 | +7-812-677-3694, +7-812-309-1635  
wiwa-olimp@mail.ru | www.wiwa-spb.ru